



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण  
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4  
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित  
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 159]  
No. 159]

नई दिल्ली, शुक्रवार, अगस्त 3, 2007/श्रावण 12, 1929  
NEW DELHI, FRIDAY, AUGUST 3, 2007/SRAVANA 12, 1929

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण

अधिसूचना

नई दिल्ली, 1 अगस्त, 2007

राष्ट्रीय विद्युत योजना

फा.सं.-सीईए2/पीएलजी/आईआरपी/501/2/2007.--विद्युत अधिनियम, 2003 (जिसे इसके बाद अधिनियम कहा जाएगा) की धारा 3 की उप-धारा (4) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण एतद्वारा राष्ट्रीय विद्युत योजना (जिसे इसके बाद योजना कहा जाएगा) को अधिसूचित करता है। योजना के खण्ड-1 में उत्पादन एवं संबंधित पहलू शामिल किए गए हैं तथा खण्ड-2 में संचारण और संबंधित पहलू शामिल किए गए हैं। अधिनियम की धारा-3 की उप-धारा (4) में किए गए निरूपण के अनुसार यह योजना राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप है जिसमें 10वीं योजना विस्तार से शामिल है तथा 11वीं एवं 12वीं योजनाओं की भावी योजनाएं शामिल हैं। योजना परिशिष्ट-1 (खण्ड-1) तथा परिशिष्ट-2 (खण्ड-2) में संलग्न है।

[विज्ञापन-III/IV/असाधारण/187जी/07]

बी. के. मिश्रा, सचिव

परिशिष्ट-1

राष्ट्रीय विद्युत योजना

(खण्ड-1)

विद्युत-उत्पादन

## परिवर्णी शब्द

परिवर्णी शब्द	विस्तार
एसी	ऐल्टरनेटिंग करेंट (प्रत्यावर्ती धारा)
एजी एण्ड एसपी	एक्सीलरेटेड जनरेशन एंड सप्लाय प्रोग्राम
एएचडब्ल्यूआर	उन्नत भारी जल रिऐक्टर
एआईआईएमएस	ऑल इंडिया इंस्टीच्यूट ऑफ मेडिकल साइन्सेज (अखिल भारतीय आयुर्विज्ञान संस्थान)
एमडी	एटोमिक मिनरल्स डाइरेक्टोरेट
एपीएम	एडमिनिस्टर्ड प्राइस मेकेनिज्म
एआरईपी	एक्सीलरेटेड रूरल इलेक्ट्रिफिकेशन प्रोग्राम (त्वरित ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम)
बीएआरसी	भाभा परमाणु अनुसंधान केंद्र
बीसीएम	बिलियन क्युबिक मीटर
बीईई	ब्यूरो ऑफ इनर्जी एफिसिएंसी
बीएफपी	बॉयलर फीड (भरण) पंप
बीएचईएल	भारत हेवी इलेक्ट्रिकल्स लिमिटेड
बीएसईएस	बॉम्बे सबअर्बन इलेक्ट्रिक सप्लाय
बीयू	बिलियन यूनिट
सी एण्ड आई	कंट्रोल एंड इन्सट्रुमेंटेशन
सीएडी एण्ड सीएम	कंप्यूटर एडेड डिजाइन और कंप्यूटर एडेड मैनेजमेंट
सीएजीआर	मिश्रित वार्षिक वृद्धि दर
सीबीआईपी	केंद्रीय सिंघाई और विद्युत बोर्ड
सीबीएम	कोल बेड मेथेन (कोयला संस्तर मेथेन)
सीसीईए	आर्थिक मामलों से संबंधित मंत्रिमंडल समिति
सीसीजीटी	मिश्रित चक्र गैस टरबाइन
सीडी	कम्पैक्ट डिस्क
सीडीएसी	सेंटर फॉर डवलपमेंट ऑफ एडवान्सड कंप्यूटिंग
सीडीएम	क्लीन डवलपमेंट मेकेनिज्म
सीईए	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण
सीएफबीसी	सर्कुलेटिंग फ्लुडाइज्ड बेड कम्बर्शन
सीएफएल	कम्पैक्ट फ्लुरोसेन्ट लैंप
सीएफआरआई	केंद्रीय ईंधन अनुसंधान संस्थान
सीआईएल	भारतीय कोयला लिमिटेड
सीएलए	केंद्रीय ऋण सहायता
सीपीपी	कैप्टिव विद्युत शक्ति उत्पादक
सीपीआरआई	केंद्रीय विद्युत अनुसंधान संस्थान
सीपीएसयू	केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम
सीएस	सेंट्रल सेक्टर
एसएसआईआर	वैज्ञानिक और औद्योगिक अनुसंधान परिषद
सीएसएमआरएस	केंद्रीय मृदा और सामग्री अनुसंधान केंद्र
सीडब्ल्यूसी	केंद्रीय जल आयोग
डीईई	परमाणु ऊर्जा विभाग
डीसी	प्रत्यक्ष धारा
डीडीजी	डिसेन्ट्रलाइज्ड डिस्ट्रीब्यूटेड जनरेशन
डीजीएच	हड्रोकार्बन महानिदेशक
डीजी सेट	डीजल जनरेटिंग सेट



परिवर्णी शब्द	विस्तार
डीआईएससीओएम	वितरक कंपनी
डीएमएलएफ	डेटा मैनेजमेंट एंड लोड फोरकास्टिंग
डीओपीटी	कार्मिक एवं प्रशिक्षण विभाग
डीपीआर	विस्तृत परियोजना रिपोर्ट
डीएसएम	डिमांड साइड मैनेजमेंट
डीएसटी	विज्ञान और प्रौद्योगिकी विभाग
डीएसटीएटीसीओएम	डिस्ट्रीब्यूशन स्टैटिक कम्पेन्सेशन
डीवीसी	दामोदार घाटी निगम
डीवीआर	डायनेमिक वोल्टेज रेस्टोर
ईए 2003	विद्युत अधिनियम 2003
ईसीआईएल	भारतीय इलेक्ट्रॉनिक निगम लिमिटेड
ईजीईएस	इलेक्ट्रिक जनरेशन विस्तार एनालिसिस सिस्टम
एएनएस	इनर्जी नॉट सर्वर्ड
ईपीएस	विद्युत शक्ति सर्वेक्षण
ईआरडीए	विद्युत अनुसंधान एवं विकास एसोसिएशन
ईएससीओ	इनर्जी सर्विस कंपनी
ईएसपी	स्थिर वैद्युत अवक्षेपित्र
ईपीसी	इंजीनियरिंग प्रोक्योरमेंट कॉन्ट्रैक्ट
एफएयूपी	फ्लाईऐश उपयोग कार्यक्रम
एफबीसी	तरलित संस्तर दहन
एफओ	फोर्स आउटेज
एफओआर	फोरम ऑफ रेग्युलेटर्स
जीसीवी	कुल ऊष्मीय मान
जीडीपी	सकल घरेलू उत्पाद
जीएचजी	ग्रीन हाऊस गैस
जीआईएस	गैस इन्स्युलेटेड स्विच गीयर
जीपीएस	भौगोलिक संस्थिति निर्धारण प्रणाली
जीआर	सामान्य समीक्षा
जीएसपीसी	गुजरात राज्य पेट्रोलियम निगम
जीटी	गैस टरबाइन
जीडब्ल्यूई	गीगा वाट (इलेक्ट्रिकल)
एचबीजे	हजीरा-बीजापुर-जगदीशपुर(पाईपलाइन)
एचएफओ	भारी ईंधन तेल
एचईपी	जल-विद्युत परियोजना
एचपीएस	भारी पेट्रोलियम भंडार
एसआरडी	मानव संसाधन विकास
एचएसउ	हाई स्पीड डीजल
एचटी	हाई टेन्शन
एचवीडीएस	हाई वोल्टेज वितरण प्रणाली
आईडी	इन्ड्यूस्ड ड्राफ्ट
आईईपी	समेकित ऊर्जा नीति
आईजीसीएआर	इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र
आईजीसीसी	इन्टीग्रेटेड गैसीफिकेशन कंबाइन्ड साइकिल
आईआईएससी	भारतीय विज्ञान संस्थान

## परिवर्णी शब्द

आईआईटी  
आईपीपी  
आईएस  
आईएससीसी  
आईएसओ  
आईएसपीएलएएन  
आईटी  
के कैल  
किग्रा  
केकेएनपीपी  
केडब्ल्यू  
केडब्ल्यूएच  
एलईपी  
एलएफ  
एलएनजी  
एलओए  
एलओएलपी  
एलपी  
एलआरवीआई  
एलएसएचएस  
एलटी  
एलडब्ल्यूआर  
एमएपीएस  
एमसीएफसी  
एमसीएम  
एमएचडी  
एमएमएससीएमडी  
एमएनआई  
एमएनपी  
एमओईएफ  
एमओपी  
एमटी  
एमटीओई  
एमयू  
एमडब्ल्यू  
एमडब्ल्यूई  
एनएपीएस  
एनसीपीएस  
एनडीटी  
एनईपी  
एनएफसी  
एनएचपीसी  
एनएमडीसी  
एनएमएल

## विस्तार

भारतीय प्रौद्योगिकी संस्थान  
स्वतंत्र विद्युत उत्पादक  
भारतीय मानक  
समेकित सौर संयुक्त चक्र  
अंतर्राष्ट्रीय मानक संगठन  
इन्टीग्रेटेड सिस्टम प्लानिंग  
सूचना प्रौद्योगिकी  
किलो कैलोरी  
किलोग्राम  
कुडानकुलाम नाभिकीय विद्युत परियोजना  
किलोवाट  
किलोवाट घंटा  
लाइफ एक्सटेंशन प्रोग्राम  
लोड फैक्टर(भार गुणक)  
द्रवित प्राकृतिक गैस  
अधिनिर्णय पत्र  
भार संभावना की हानि  
ऐच्छिक प्रोग्रामिंग  
हानि में कमी और बोल्टता में वृद्धि  
लो सल्फर हेवी स्टॉक  
लो टेन्शन  
हलका जल रिएक्टर  
मद्रास परमाणु ऊर्जा केंद्र  
मदर कार्बोनेट फ्यूल सेल  
मिलियन घन मीटर  
मैग्नेटो हाइड्रो डायनामिक्स  
मिलियन मीटरी मानक घन मीटर प्रति दिन  
नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय  
न्यूनतम आवश्यकता कार्यक्रम  
पर्यावरण और वन मंत्रालय  
विद्युत मंत्रालय  
मिलियन टन  
मिलियन टन आयल इक्विवैलेंट  
मिलियन मात्रक  
मेगावाट  
मेगावाट विद्युत  
नरोड़ा परमाणु बिजली केंद्र  
राष्ट्रीय राजधानी विद्युत केंद्र  
नॉन डेस्ट्रक्टिव टेस्ट  
राष्ट्रीय विद्युत नीति  
राष्ट्रीय ईंधन परिसर  
नेशनल हाइड्रोइलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन  
राष्ट्रीय खनिज विकास निगम  
राष्ट्रीय धातुकर्म प्रयोगशाला

परिवर्णी शब्द	विस्तार
एनओएक्स	नाइट्रोजन के ऑक्साइड
एनपीसी	राष्ट्रीय उत्पादकता परिषद
एनपीसीआईएल	न्यूक्लियर पावर कारपोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड
एनपीटीआई	राष्ट्रीय विद्युत प्रशिक्षण संस्थान
एनटीसी	नाभिकीय प्रशिक्षण केंद्र
एनटीपीसी	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम
ओसीजीटी	खुला चक्र गैस टरबाइन
ओजीआईपी	मूल गैस अपने स्थान पर (ओरिजन गैस इन प्लेस)
ओ एण्ड एम	प्रचालन एवं अनुक्षण
पीएफसी	फॉस्फोरिक एसिड ईंधन प्रकोष्ठ
पीसी	चूर्णित कोयला
पीएफबीसी	प्रेसराइज्ड फ्लुडाइज्ड बेड कम्बशन
पीएफसी	विद्युत वित्त निगम
पीएफआर	प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट
पीजीसीआईएल	भारतीय पावर ग्रिड कारपोरेशन लिमिटेड
पीएच	हाइड्रोजन आयन सांद्रता
पीआईई	पार्टनरशिप इन एक्सेलेन्स
पीआईबी	पब्लिक इन्वेस्टमेंट बोर्ड
पीएचडब्ल्यूआर	प्रेसराइज्ड हेवी वाटर रिएक्टर
पीएलएफ	प्लान्ट लोड फैक्टर(संयंत्र भार गुणक)
पीएमजीवाई	प्रधानमंत्री ग्रामोदय योजना
पीएमआई	पावर मैनेजमेंट इन्स्टीच्यूट
पीएमओ	प्रधानमंत्री कार्यालय
पीपीएम	भाग प्रति मिलियन
पीएस	निजी क्षेत्र
पीएससी	उत्पादन भागीदारी करार
पीएसपी	विद्युत आपूर्ति स्थिति
पीएसएस	पंपड स्टोरेज स्कीम
पीएसयू	सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम
आर एण्ड डी	अनुसंधान एवं विकास
आर एण्ड एम	नवीयन और आधुनिकीकरण
आरएपीपी	राजस्थान परमाणु बिजली परियोजना
आरएपीएस	राजस्थान परमाणु बिजली केंद्र
आरईबी	क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड
आरईसी	ग्रामीण विद्युतीकरण बोर्ड
आरईडीबी	ग्रामीण विद्युत वितरण बैंकबोन
आरएचई	ग्रामीण घरों का विद्युतीकरण
आरएलए	अवशिष्ट आयु आकलन
आरएम	रिजर्व मार्जिन
एसएएआरसी	दक्षिण एशियाई क्षेत्रीय सहयोग संगठन(सार्क)
एसईबी	राज्य विद्युत बोर्ड
एसईआरसी	राज्य विद्युत नियामक आयोग
एसओजी	मंजूर एवं चालू
एसओएक्स	सल्फर के ऑक्साइड

परिवर्णी शब्द	विस्तार
एसपीआईसी	सदर्न पेट्रो इंडिया केमिकल्स लिमिटेड
एसपीएम	निलंबित कणिकामथ पदार्थ
एसएस	राज्य क्षेत्र
एसएसबी	सोलिड स्टेट ब्रेकर
एसएसटीएस	सोलिड स्टेट ट्रान्सफर स्विचेज
एसटीपीपी	सुपर ताप-विद्युत संयंत्र
एसटीपीएस	सुपर ताप-विद्युत केंद्र
एसटीयू	स्टेट ट्रान्समिशन यूटिलिटीज
टी एण्ड डी	पारेषण एवं वितरण
टीएपीपी	तारापुर परमाणु बिजली परियोजना
टीएपीएस	तारापुर परमाणु बिजली केंद्र
टीआईएफएसी	प्रौद्योगिकी सूचना पूर्वानुमान एवं निर्धारण परिषद
टीओयू	टाइम ऑफ यूज
टीपीएस	ताप विद्युत केंद्र
यूसीआईएल	भारतीय यूरेनियम निगम लिमिटेड
यूएमपीपी	अति विशाल विद्युत परियोजना
यूएन	संयुक्त राष्ट्रसंघ
यूएनडीपी	संयुक्त राष्ट्र विकास कार्यक्रम
यूटी	संघ राज्य क्षेत्र
वीईआई	ग्रामीण विद्युतीकरण अवसंरचना
डब्ल्यूबीपीडीसीएल	पश्चिम बंगाल विद्युत विकास निगम लिमिटेड

### कार्यकारी सार

#### 1. भूमिका

देश में संस्थापित विद्युत क्षमता दिसम्बर 1950 में मात्र 1,713 मेगावाट से बढ़कर मार्च 2007 के अंत तक 1,32,330 हो गई है जबकि वार्षिक उत्पादन लगभग 5 बीयू से बढ़कर मार्च 2007 तक लगभग 662 बीयू हो गया है। भारत ने 80% गांवों में विद्युत पहुंचाने का कार्य पूरा कर लिया है। मांग में बढ़ोतरी आपूर्ति से अधिक हो गई है तथा इसलिए विद्युत की कमी का लगातार सामना करना पड़ रहा है। विद्युत अधिनियम, 2003, जो 10 जून, 2003 को लागू हुआ था, में एक ऐसे ढांचे की व्यवस्था की गई है जो विद्युत सेक्टर के विकास, पारदर्शिता में वृद्धि और प्रतिस्पर्धा एवं ग्राहकों के हित के संरक्षण में सहायक होगा।

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) देश में विद्युत सेक्टर की समग्र आयोजना और विकास के लिए उत्तरदायी है। विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3 (4) में निर्धारित शर्त के अनुसार, सीईए राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करे और केन्द्र सरकार के अनुमोदन के पश्चात उसे अधिसूचित कराए। यह शर्त भी रखी गई है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय लाइसेंसधारकों, विद्युत उत्पादक कंपनियों और जनता से सुझाव और आपत्तियां आमंत्रित किए जाएंगे। तदनुसार नवम्बर 2004 में सीईए द्वारा राष्ट्रीय विद्युत योजना का मसौदा तैयार किया गया तथा लाइसेंसधारकों, विद्युत उत्पादक कंपनियों और जनता से टिप्पणियां और आपत्तियां आमंत्रित की गईं। इस प्रकार जो सुझाव प्राप्त हुए हैं उन पर विचार करके योजना को, जहां भी अपेक्षित हुआ, आशोधित किया गया है। इस प्रकार योजना विद्युत क्षेत्र के अधिकतम विकास की दिशा में एक मार्गदर्शक (रोड मैप) का कार्य करेगी। उक्त योजना में 10वीं योजना के विस्तृत ब्यौरे दिए गए हैं तथा 11वीं और 12वीं योजना के परिप्रेक्ष्य की दृष्टि से कवर किया गया है। खंड -I में उत्पादन योजना को कवर किया गया है। संबद्ध पारेषण सुविधाओं और संबंधित पहलुओं को योजना के खंड -II में कवर किया गया है।

#### 2. राष्ट्रीय विद्युत नीति

सरकार ने 12 फरवरी 2005 को राष्ट्रीय विद्युत नीति को अधिसूचित किया है जिसमें विद्युत अधिनियम 2003 की परिधि के भीतर विद्युत क्षेत्र के विकास के संबंध में निदेश दिए गए हैं। नीति के उद्देश्यों तथा प्रमुख विशेषताओं का वर्णन अध्याय -2 में किया गया है। उद्देश्यों में 2012 तक मांग को पूरा करना तथा 2012 तक विद्युत की उपलब्धता को बढ़ाकर प्रति व्यक्ति 1000 इकाई से अधिक करना है। नीति में शामिल किए गए ग्रामीण विद्युतीकरण, विद्युत उत्पादन, ऊर्जा संरक्षण, पर्यावरण संबंधी मुद्दों आदि विभिन्न अन्य मुद्दों को सुलझाने हेतु भी योजना में प्रकाश डाला गया है। योजना में नीति संबंधी उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए किए जाने वाले उपायों को भी शामिल किया गया है।

#### 3. दसवीं योजना (2002-07)

10वीं योजना के प्रारंभ में विद्युत की संस्थापित क्षमता 1,05,046 मेगावाट थी जिसमें 26,269 मेगावाट जल विद्युत, 74,429 मेगावाट ताप विद्युत (गैस और डीजल सहित), 2720 मेगावाट नाभिकीय और 1,628 मेगावाट पवन आधारित विद्युत संयंत्र शामिल हैं। दसवीं योजना के लिए 41,110 मेगावाट अतिरिक्त क्षमता का लक्ष्य निर्धारित किया गया था जिसमें नवीकरणीय और कैप्टिव विद्युत शामिल नहीं थी। दसवीं योजना के शुरू होने से पूर्व राज्य और निजी क्षेत्र की तैयारी को ध्यान में रखते हुए उनके लिए क्रमशः 11,157 मेगावाट व 7,121 मेगावाट का साधारण लक्ष्य रखा गया। इसलिए केन्द्रीय क्षेत्र में 22,832 मेगावाट की क्षमता वृद्धि के बड़े लक्ष्य की योजना बनाई गई। योजना के दौरान पाया गया कि अनेक योजनाएं या तो प्रारंभ नहीं हुई थीं अथवा विभिन्न कारणों से उन्हें शुरू करने में विलम्ब हो रहा था। कमी को पूरा करने के लिए योजना के दौरान लगभग 8320 मेगावाट की अतिरिक्त परियोजनाओं को निष्पादन हेतु अभिज्ञात किया गया। तथापि, अतिरिक्त परियोजनाओं में से कुल मिलाकर 1450 मेगावाट क्षमता की कावास स्थित गैस आधारित परियोजनाएं तथा गांधार स्थित एनटीपीसी की परियोजनाएं जैसी कुछ परियोजनाएं प्रारंभ नहीं हो सकीं। 10वीं योजना के दौरान 21180 मेगावाट क्षमता की वृद्धि की गई है। लगभग 21281 मेगावाट की परियोजनाएं या तो अधूरा रह गईं

अथवा 10वीं योजना के दौरान उन्हें बंद कर दी गई। परियोजनाओं के अधूरा रहने की घटनाएं मुख्यतः मध्य और निजी क्षेत्र में घटी हैं। दसवीं योजना के दौरान निष्पादन हेतु अभिज्ञात की गई अतिरिक्त परियोजनाओं में से 1901 मेगावाट क्षमता की परियोजनाओं को 10वीं योजना के दौरान चालू करने की संभावना है तथा शेष परियोजनाओं को 11वीं योजना में शामिल किया जा रहा है। 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निष्पादन हेतु अभिज्ञात अतिरिक्त परियोजनाओं में से इस योजना में 1351 मेगावाट की क्षमता वाली परियोजनाएं संस्थापित कर दी गई हैं तथा शेष परियोजनाएं 11वीं योजना के लिए अधूरी रह गई हैं। 10वीं योजना के दौरान नवीकरणीय विद्युत क्षमता में 7761 मेगावाट विद्युत क्षमता की वृद्धि भी हुई है। अतः 10वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में संस्थापित क्षमता 1,32,330 मेगावाट है।

8वीं, 9वीं और 10वीं योजनाओं में योजनाबद्ध तथा प्राप्त की गई विद्युत क्षमता वृद्धि निम्नानुसार है:

पंचवर्षीय योजनाएं	लक्ष्य (मेगावाट)	उपलब्धि (मेगावाट)	प्रतिशत उपलब्धि (%)
8वीं योजना	30,538	16,423	53.8
9वीं योजना	40,245	19,119	47.5
10वीं योजना	41,110	21,180	51.5

8वीं और 9वीं योजनाओं के मुकाबले 10वीं योजना के दौरान क्षमता वृद्धि में कोई खास वृद्धि नहीं हुई है। 10 वीं योजनावधि के दौरान उपलब्धियां संतोषजनक नहीं हैं, इसलिए 11वीं योजना की परियोजनाओं की आयोजना और कार्यान्वयन हेतु सबक लेने के लिए कमियों के कारणों का विश्लेषण किया गया है।

यह पाया गया है कि 10वीं योजना के दौरान निष्पादन के लिए शुरु की गई अनेक परियोजनाओं के लिए पूरी तरह से तैयारी नहीं की गई थी। 10वीं परियोजना के दौरान एनटीपीसी द्वारा निष्पादन हेतु कुल 3960 मेगावाट क्षमता की अनेक अति महत्वपूर्ण इकाइयों की योजना बनाई गई थी। तथापि, मेल (बीएचईएल) द्वारा औद्योगिकी के लिए टाई-अप की व्यवस्था करने में हुए विलम्ब के कारण आदेश देने में देरी हुई। कुछ जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में भी पूरी तरह से तैयारी नहीं की गई थी।

कमी के मुख्य कारण और इन कारणों की बाबत क्षमता में आई कमी संबंधी ब्योरे नीचे सारणी-1 में दिए गए हैं :

सारणी -1

( आंकड़े मेगावाट में )

क. सं.	अधूरी रहने के प्रमुख कारण	मूल योजना				अतिरिक्त परियोजनाएं ताप विद्युत	कुल जोड़	अभ्युक्तियां
		ताप विद्युत	जल विद्युत	नाभिकीय	जोड़ (मेगावाट)			
1.	पूर्तिकारों/ठेकेदारों द्वारा पूर्ति/निर्माण कार्य में विलम्ब	2670	679	220	3569	3350	6919	* 1300 मेगावाट परियोजनाओं में शामिल हैं सर्वोत्तम प्रयास पर आधारित परियोजनाएं अन्यथा इन्हें 11वीं योजना में चालू किया जाना था।
2.	मेल (बीएचईएल) द्वारा उत्कृष्ट प्रौद्योगिकी के लिए टाई-अप करने में विलम्ब (सिपट में एक इकाई और कहलगांव में एक इकाई को 500 मेगावाट की इकाइयों द्वारा प्रतिस्थापित किया गया।	3960			3960		3960	
3.	गैस की अनुपलब्धता	1713			1713	1450 **	3163	** रिलायंस इंडिया लि० के साथ गैस की बिक्री और क्रय संबंधी करार को अंतिम रूप देने में हो रहे विलम्ब के कारण कावास और गांधार सीसीजीटी का कार्य प्रारंभ नहीं किया जा सका।
4.	मुख्यतः राज्य क्षेत्र/	1423	222		1645	835	2480	

	एनएलसी में कार्य सौंपने में विलम्ब							
5.	परियोजनाएं शुरू नहीं की गई/एस्क्रो कवर नहीं दिया गया/वित्तीय समापन में विफलता/निधियों के लिए टाई-अप नहीं किया गया।	5278			5278	23	5301	
6.	क्लियरेंस/निवेश संबंधी निर्णय लेने में विलम्ब (जल विद्युत परियोजनाएं)		2391		2391		2391	
7.	जल विद्युत परियोजना-पर्यावरण क्लियरेंस में विलम्ब/भूगर्भीय घटनाएं/प्राकृतिक विपत्तियां, आरएंडआर मुद्दे समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर करने में विलम्ब, न्यायालय में लंबित मामले		3155		3155		3155	
8.	कानून और व्यवस्था संबंधी समस्याएं	500	60		560		560	
9.	सर्वोत्कृष्ट प्रयास के आधार पर नाभिकीय परियोजनाएं शामिल की गई (अन्यथा उन्हें 11वीं योजना में कार्यान्वित किया जाना था)					1220	1220	
10.	आकर में परिवर्तन के कारण समाशोजन	(-990)	-		(-990)	91	(-899)	
	जोड़	14554	6507	220	21281	6969	28250	

10वीं योजना प्रारंभ होने से पहले, 10वीं योजना के दौरान लामार्थ 20,572 मेगावाट विद्युत क्षमता के उत्पादन हेतु कार्य किया जा रहा था। इसमें से 3798 मेगावाट क्षमता को 10वीं योजना के दौरान काम में नहीं लाया जा सका जिसमें रत्नागिरी सीसीपीपी खंड-III (दामोल सीसीपीपी) शामिल है जिसे गैस की अनुपलब्धता और आर एंड आर मुद्दों, भूगर्भीय घटनाओं, प्राकृतिक विपत्तियों, अदालती मामलों आदि जैसे विभिन्न कारणों से कुछ जल विद्युत परियोजनाओं में हुए विलम्ब के कारण चालू नहीं किया जा सका। इस प्रकार 10वीं योजना में चालू की गई 21,160 मेगावाट में से 16,774 मेगावाट क्षमता (79.2%) उस विद्युत क्षमता में से थी जिसके लिए योजना के शुरू होने से पूर्व आर्डर दिए गए थे। 4306 मेगावाट की शेष ताप विद्युत क्षमता, जिसे 10 वीं योजना के दौरान चालू किया गया था, के आर्डर 10वीं योजना के पहले डेढ़ वर्ष



के दौरान दिए गए थे (कुछ छोटे आकार की गैस आधारित इकाइयों को छोड़कर)। दसवीं योजना के शुरू होने से डेढ़ वर्ष के बाद जिन सभी अन्य ताप विद्युत इकाइयों के लिए आर्डर दिए गए थे, वे 10 वीं योजना के दौरान चालू नहीं हुई थीं। 10वीं योजना के दौरान जिन जल विद्युत परियोजनाओं का कार्य-निष्पादन शुरू किया गया था उनमें से कोई परियोजना चालू नहीं की गई। इस प्रकार योजना के आरंभ होने से पूर्व सही समय पर आदेश देना अथवा योजना का प्रथम वर्ष योजना के सफल कार्यान्वयन की कुंजी है:

11वीं योजना की परियोजनाओं में कैंडिडेट परियोजनाएं शामिल करते समय सामान्यतः निम्नलिखित दिशानिर्देशों को अपनाया गया है।

- वे परियोजनाएं जो 10वीं योजना अवधि के दौरान ही निष्पादन हेतु शुरू कर दी गई हैं और जिन्हें 11वीं योजना अवधि के दौरान चालू किए जाने की संभावना है।
- वे ताप विद्युत परियोजनाएं जिनके एलओए राज्य और केन्द्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के निगमों द्वारा पहले से दिए जा चुके हैं।
- वे ताप विद्युत परियोजनाएं जिनके एलओए पहले से दिए जा चुके हैं तथा निजी विकासकों द्वारा वित्तीय संवृति का लक्ष्य प्राप्त कर लिया गया है।
- वे ताप विद्युत परियोजनाएं जिनके एलओए 30 सितम्बर, 2008 तक दिए जाने की आशा है तथा सामान्य जेस्टेशन अवधि को ध्यान में रखते हुए जिन्हें 11वीं योजना के दौरान चालू किए जाने की आशा है।
- वे जल विद्युत परियोजनाएं जिनके संबंध में सीईए द्वारा सहमति जारी कर दी गई है तथा मुख्य पैकेजों के लिए आदेश मार्च 2007 तक दिए जाने की संभावना है।
- उपर्युक्त के अलावा, उन छोटी जल विद्युत परियोजनाओं को भी शामिल किया गया है जो आरओआर टाइप सर्वेस-विद्युत-घर किस्म की हैं और जिनके जेस्टेशन की अवधि 5 वर्ष से कम है। इसके लिए अन्य औपचारिकताओं को पूरा करने हेतु कठोर अनुवर्ती कार्रवाई करने की आवश्यकता है।
- केवल उन्हीं परियोजनाओं को शामिल किया गया है जिनको निष्पादित किया जा रहा है अथवा जिनके प्रचालन के लिए गैस की व्यवस्था की जा चुकी है।

उपर्युक्त दिशानिर्देशों से लक्ष्यों को प्राप्त करने की दिशा में 10वीं योजना की तुलना में अधिक विश्वास का संचार होगा। केवल उन्हीं परियोजनाओं को शामिल किया गया है जिन्हें निष्पादित किया जा रहा है अथवा जिनके प्रचालन के लिए गैस की व्यवस्था की जा चुकी है।

#### 4. विद्युत के लिए मांग

10वीं योजना के लिए विद्युत उत्पादन क्षमता की जरूरत के संबंध में योजना बनाने के लिए 11वीं योजना के दौरान विद्युत उत्पादन की आवश्यकता का मूल्यांकन। विभिन्न जनोपयोगी सेवाओं के लिए मांग का अनुमान इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस) समिति द्वारा लगाया जाता है। इस श्रृंखला में नवीनतम रिपोर्ट 17वीं ईपीएस रिपोर्ट है जिसे समिति द्वारा हाल ही में तैयार किया गया है। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अतिरिक्त, एकीकृत उर्जा नीति में 11वीं योजना के दौरान विद्युत उत्पादन में प्रतिवर्ष 9% वृद्धि का लक्ष्य रखा गया है। इसके अलावा, राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार वर्ष 2011-12 तक प्रति व्यक्ति विद्युत की खपत 1000 यूनिट हो जाएगी। उपर्युक्त समिति की रिपोर्ट/नीतियों के अनुसार विद्युत उत्पादन की आवश्यकता का मूल्यांकन किया गया है तथा 17वीं ईपीएस, एकीकृत उर्जा नीति और राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप तीन परिदृश्य तैयार किए गए हैं जिनके बारे में उक्त अध्याय में दिए गए हैं।

वर्ष 2011-12 तक उपर्युक्त तीन परिदृश्यों, जिनका उल्लेख ऊपर किया गया है, के अंतर्गत जनोपयोगी सुविधाओं के लिए अपेक्षित विद्युत उत्पादन संबंधी सार निम्नानुसार है :

सारणी - 2

प्रयुक्त की गई प्रणाली	विद्युत उत्पादन की आवश्यकता
17वीं ईपीएस रिपोर्ट	लगभग 1036 बीयू
एकीकृत उर्जा नीति रिपोर्ट	1008 बीयू
राष्ट्रीय विद्युत नीति	1038 बीयू

विद्युत उत्पादन की आवश्यकता 17वीं ईपीएस और राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार कमोबेश एक समान है तथा एकीकृत ऊर्जा नीति द्वारा किए गए आकलन से अधिक है। चूंकि एनईपी के अनुसार विद्युत की मांग सबसे अधिक है, इसलिए योजना के उद्देश्य से विद्युत उत्पादन की आवश्यकता (जनोपयोगी सेवाओं के लिए) का लक्ष्य 1038 बीयू रखा गया है जो लगभग 17वीं ईपीएस की आवश्यकता के समान है। इसे प्राप्त करने के लिए जनोपयोगी सुविधाओं के लिए 2006-07 के विद्युत उत्पादन के स्तर से अधिक प्रतिवर्ष 9.5% (सीएजीआर) विद्युत उत्पादन की विकास दर की जरूरत पड़ेगी। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट में वर्ष 2011-12 तक 1,52,746 मेगावाट की अधिकतम मांग का अनुमान लगाया गया है। ग्यारहवीं योजना में विद्युत क्षमता वृद्धि का मूल्यांकन करते समय इस पर विचार किया गया है।

12वीं योजना अवधि के दौरान जीडीपी में प्रतिवर्ष 9% वृद्धि दर तथा 11वीं योजना के दौरान 1.0 की लोच (प्रत्यक्षता) की अपेक्षा 0.8 की लोच का अनुमान लगाया गया है जिसका मुख्य कारण 11वीं योजना के दौरान ऊर्जा साधक (एफिसिएंट) प्रौद्योगिकियों और अन्य ऊर्जा संरक्षण के तरीके अपनाना और मांग पक्ष प्रबंधन संबंधी उपाय करना है। तदनुसार, विद्युत की मांग में प्रतिवर्ष 7.2% की दर से वृद्धि होने की संभावना है। इसे देखते हुए विद्युत उत्पादन वर्ष 2011-12 में 1038 बीयू के स्तर से बढ़कर वर्ष 2016-17 तक 1470 बीयू के स्तर पर आने की संभावना है।

17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार वर्ष 2016-17 में जनोपयोगी सेवाओं के लिए बसबार पर 1392 बीयू विद्युत की आवश्यकता होगी। 6.5% विद्युत की गौण खपत को देखते हुए, कुल विद्युत की आवश्यकता लगभग 1488 बीयू है।

12वीं योजना के दौरान क्षमता वृद्धि की आयोजना के उद्देश्य से 9% जीडीपी वृद्धि दर और 0.8% लोच के अनुसार 1470 बीयू विद्युत उत्पादन की जरूरत निर्धारित की गई है। जरूरत के ये आंकड़े 17वीं ईपीएस के विद्युत उत्पादन के अनुमानित आंकड़ों के लगभग एक समान हैं।

#### 5. विद्युत उत्पादन संसाधन और प्रौद्योगिकियां-पारम्परिक ऊर्जा स्रोत

देश में विद्युत की बढ़ती हुई मांग को पूरा करने के लिए सभी उपलब्ध ऊर्जा संसाधनों का उपयोग करना आवश्यक है। जल विद्युत विद्युत और अन्य नवीकरणीय तथा गैर-पारम्परिक स्रोतों जैसे ऊर्जा के परिमार्जित स्रोतों को विकसित करने के लिए प्राथमिकता निर्धारित की गई है। तथापि, कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन विद्युत उत्पादन के क्षेत्र में अपना वर्चस्व बनाए रखेगा और इसलिए उच्च कार्यक्षमता को बढ़ावा देने वाली परिमार्जित कोयला प्रौद्योगिकियों सहित विभिन्न प्रौद्योगिकियों के विकास के लिए उपयुक्त बल दिए जाने की आवश्यकता है। नाभिकीय विद्युत प्रदूषण रहित और पर्यावरण अनुकूल है, इसलिए जहां तक संभव हो सके इसे विकसित किए जाने की आवश्यकता है।

#### जल विद्युत

देश में ताप विद्युत की संभावना के बारे में मूल्यांकन किया गया है। अध्ययन के अनुसार, कुल सैद्धांतिक संभावना के अनुसार लगभग 3,00,000 मेगावाट तथा किफायती विद्युत की संभावना के अनुसार लगभग 50,000 मेगावाट (फर्म) का अनुमान लगाया गया है जो 845 स्कीमों के अनुसार 80% लोड फेक्टर पर लगभग 84,000 मेगावाट के बराबर है। जल विद्युत की बेसनवार संभावना का सार निम्नानुसार है :

## सारणी - 3

क्र० सं०	नदी तंत्र	बेसन अध्ययन की सं०	स्थितिज संभावित विद्युत उत्पादन (मेगावाट)	60% लोड फैक्टर पर संभावित विद्युत उत्पादन (मेगावाट)	सैद्धांतिक संभावित विद्युत उत्पादन (मेगावाट)	वार्षिक ऊर्जा- 90% विश्वसनीय वर्ष (एमयू)
1.	सिंधु नदी	6	11,993	19,988	50,712	1,47,751
2.	ब्रह्मपुत्र	9	20,952	34,920	1,46,170	2,67,663
3.	गंगा	10	6,429	10,715	52,938	81,100
4.	मध्य भारत की नदियाँ	8	1,644	2,740	14,888	14,998
5.	पश्चिम की ओर बहने वाली नदियाँ	7	3,689	6,149	9,437	35,680
6.	पूर्व की ओर बहने वाली नदियाँ	9	5,719	9,532	26,972	52,901
	जोड़	49	50,426	84,044	3,01,117	6,00,093

जल संचयन और नदी के प्रवाह पर आधारित योजनाओं के विवेक सम्मत सम्मिश्रण पर विशेष रूप से जल विद्युत परियोजनाओं से अधिकतम लाभ उठाने की दृष्टि से विचार किया जाना है। 845 स्कीमों में से सीईए द्वारा 331 स्कीमों को जल संचयन स्कीमों के रूप में अभिज्ञात किया गया है तथा उनकी संभावित संस्थापित विद्युत क्षमता 73,172 मेगावाट हो सकती है। बेसनवार जल संचयन ताप विद्युत स्कीमों के ब्यौरे नीचे दिए गए हैं :

## सारणी - 4

क्र.सं.	बेसनवार	जल संचयन स्थलों की संख्या	60% लोड फैक्टर पर कुल संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित विद्युत क्षमता (मेगावाट)
1.	सिंधु नदी	23	5,310	8,038
2.	ब्रह्मपुत्र	76	23,828	36,289
3.	गंगा	35	5,586	8,715
4.	मध्य भारत की नदियाँ	38	1,982	3,001
5.	पश्चिम की ओर बहने वाली नदियाँ	69	4,247	6,511
6.	पूर्व की ओर बहने वाली नदियाँ	90	7,009	10,818
	जोड़	331	47,962	73,172

उपयुक्त अनुक्रम में जल विद्युत क्षमता का विकास करने के उद्देश्य से, सीईए ने डेस्क अध्ययनों, उपलब्ध डाटा और विभिन्न पहलुओं के वरीयता मानदंडों के आधार पर जल विद्युत परियोजनाओं के विकास के लिए परस्पर उनके लिए प्राथमिकताएं सुनिश्चित करने के लिए क्रमबद्ध अध्ययन शुरू किए। इन पहलुओं को ध्यान में रखते हुए, स्कीमों को उनके विकास के लिए प्राथमिकता के उद्देश्य घटते क्रम में 'क' से 'ग' के रूप में प्राथमिकता देते हुए 'क', 'ख' और 'ग' ग्रेड प्रदान करते हुए उनका श्रेणीकरण किया गया है। परियोजनाओं को प्राथमिकता के आधार पर उनके कार्यान्वयन के लिए उन्हें अभिज्ञात करने की प्रक्रिया को सुकर बनाने में इस कार्यवाई को मददगार समझा गया ताकि जल विद्युत उत्पादन को उपयुक्त अनुक्रम में प्रारंभ किया जा सके। लगभग 1,07,000 मेगावाट की कुल संस्थापित क्षमता की 399 स्कीमों को प्राथमिकता प्रदान की गई है, जिनके ब्यौरे निम्नानुसार हैं :

सारणी - 5

क्र. सं.	नदी तंत्र/प्रकल्प	श्रेणी क	श्रेणी ख	श्रेणी ग	जोड़
1.	सिंधु स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	11 2,522 4,088	51 4,477 6,811	17 3,197 6,080	79 10,196 18,979
2	गंगा स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	20 884.1 2,023	54 4,683.1 9,616	1 232.5 600	75 5,809.7 12,239
3	मध्य भारत की नदियाँ स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	3 109 283	9 687 1,425	1 55 186	13 851 1,894
4	पूर्व की ओर बहने वाली नदियाँ स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	11 463.5 1,412	28 3,889.2 6,469	2 57.4 88	39 4,400.1 7,969
5	पश्चिम की ओर बहने वाली नदियाँ स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	1 23.2 35	10 618.8 958	14 1,000.5 1,508	25 1,642.5 2,501
6.	ब्रह्मपुत्र स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) आई.सी (मेगावाट)	52 3,058.3 7,800	97 1,6321.9 42,574	19 6,821.2 12,954	168 26,201.4 63,328
कुल जोड़	स्कीमों की सं० संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित विद्युत क्षमता (मेगावाट)	98 7,050.1 15,641	247 30,687 69,853	54 11,363.6 21,418	399 49,100.7 1,08,910

माननीय प्रधानमंत्री द्वारा 50,000 मेगावाट की जल विद्युत पहल की शुरुआत की गई है जो 162 जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्राथमिक व्यवहार्यता रिपोर्टों को तैयार करने की कार्यवाही कर सकती है। 18 राज्यों में इन परियोजनाओं की कुल विद्युत उत्पादन क्षमता 50,000 मेगावाट से अधिक है। 162 स्थलों की प्राथमिक व्यवहार्यता रिपोर्टों को उनकी प्राथमिक तकनीकी-आर्थिक विश्लेषणों के आधार पर लगभग 47930 मेगावाट की कुल संस्थापित क्षमता हेतु पूरा कर लिया गया है। इन 78 स्कीमों (34,020 मेगावाट) का प्रथम वर्ष का प्रशुल्क 2.50/ कि.वा. प्रति घंटा से भी कम आने के कारण इन्हें कम प्रशुल्क जल विद्युत स्कीमों माना गया है तथा इनका चयन विस्तृत सर्वेक्षण और जांच (एसएंडआई) करने, डीपीआर तैयार करने और इनके कार्यान्वयन के लिए किया गया है।

सभी विकासकों को सलाह दी जाती है कि वे भूगर्भीय घटनाओं से बचने के लिए डीपीआर तैयार करते समय विस्तृत सर्वेक्षण और जांच करें, क्योंकि इन घटनाओं के परिणामस्वरूप कार्य को पूरा करने की निर्धारित समयावधि और लागत बढ़ जाती है। संवैधानिक क्लियरेंस सहित जल विद्युत परियोजनाओं की आयोजना और विकास में सामान्यतः 7 से 8 वर्ष लग जाते हैं। इसलिए जल विद्युत परियोजनाओं के लिए 10 वर्ष की योजना बनाना आवश्यक है। उदाहरणार्थ 12वीं योजना के

लिए जिन परियोजनाओं की योजना बनाई गई है उनके लिए सर्वेक्षण और जांच, डीपीआर तैयार करना, सांविधिक क्लियरेंस तथा प्रमुख उपस्करों के लिए आदेश देने का कार्य 11वीं योजना के दौरान ही पूरा कर लेना चाहिए।

### ताप विद्युत

ताप विद्युत उत्पादन भारतीय विद्युत प्रणाली की रीढ़ है। अध्याय में विभिन्न ईंधनों अर्थात् कोयला, लिग्नाइट, गैस, एलएनजी और द्रव ईंधन के विकल्पों की संभावित विद्युत क्षमता और उत्पादन क्षमता जैसी प्रमुख विशेषताओं को शामिल और उनका वर्णन किया गया है। भारत में कोयले का भंडार 248 बिलियन टन है जबकि लिग्नाइट के भंडारों का अनुमान लगभग 35.6 बिलियन टन लगाया गया है। ताप विद्युत उत्पादन में प्रौद्योगिकी रुझानों तथा जल का इष्टतम उपयोग, कोयले की गुणवत्ता में सुधार, राख का उपयोग, कोयला आधारित आधुनिक प्रौद्योगिकी इत्यादि जैसे अन्य महत्वपूर्ण मुद्दों को भी शामिल किया गया है। सभी प्रयास पर्यावरण अनुकूल, लागत प्रभावी और धारणीय तरीके से संभावनाओं का पता लगाए जाने हेतु किए जाने की आवश्यकता है।

### नाभिकीय विद्युत

प्रदूषण रहित और पर्यावरण अनुकूल ऊर्जा का स्रोत होने के नाते नाभिकीय विद्युत विद्युत उत्पादन का एक उत्तम विकल्प है। इस अध्याय में विभिन्न प्रौद्योगिकियां शामिल हैं जिनमें वर्ष 2020 तक नाभिकीय विद्युत के विकास के लिए भावी कार्यक्रम तैयार करने की प्रक्रिया और भावी इकाइयों का आकार शामिल है। वर्ष 2020 तक के नाभिकीय विद्युत कार्यक्रम के ब्यौरे निम्नानुसार हैं :

सारणी - 6

ब्यौरे	क्षमता वृद्धि (मेगावाटई)	संचयी क्षमता (मेगावाटई)
प्रचालन में नाभिकीय विद्युत रिेक्टर		3900
निर्माणाधीन परियोजनाएं 11वीं योजना के पहले दो वर्षों में पूरा किया जाना है कैगा - 3 220 मेगावाटई कैगा - 4 220 मेगावाटई केकेएनपीपी - 1 व 2 2 x 1000 मेगावाटई आरएपीपी - 1 व 2 2 x 220 मेगावाटई	2,880	6,780 (12/2008 तक)
2009-12 के दौरान पूरी की जाने वाली: कल्पक्कम, तमिलनाडु में पीएफबीआर-500 मेगावाट बिजली	500	7280 (2011-12 तक)
2020 तक पूरी की जाने वाली भावी इकाइयां 1000 मेगावाटई एएलडब्ल्यूआर, 700 मेगावाटई एएलडब्ल्यू आर, 500 मेगावाटई एफबीआर का सम्मिश्रण	लगभग 12,700	लगभग 20,000 (2020 तक)

### 6. विद्युत उत्पादन संबंधी संसाधन और प्रौद्योगिकियां - गैर पराम्परागत उर्जा स्रोत

दिनांक 31.12.2006 की स्थिति के अनुसार ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत (केप्टिव क्षमता सहित) की संभावित और संचयी संस्थापित क्षमता के स्रोतवार ब्यौरे नीचे सारणी-7 में दिए गए हैं :

## सारणी - 7

दिनांक 31.12.2008 की स्थिति के अनुसार ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत के लिए संचयी संभावित विद्युत क्षमता और उपलब्धियां

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत/ प्रणाली	अनुमानित मध्य अवधि (2032) संभावित क्षमता	संचयी संस्थापित क्षमता (31.12.2008 की स्थिति के अनुसार)
पवन विद्युत	45,000	6270
जैव-विद्युत (कृषि अवशेष एवं वनस्पति)	61,000	500
सह-उत्पादन खोई	5,000	595
लघु जल विद्युत (25 मेगावाट तक)	15,000	1895
अपशिष्ट आधारित ऊर्जा	7,000	41
सौर-प्रकाश बोल्टीय	50,000	3
जोड़	1,83,000	9304*

स्रोत एमएनआरई

\* इसमें कैप्टिव क्षमता भी शामिल है।

ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत के संबंध में 10वीं योजना के लिए 3075 मेगावाट का लक्ष्य रखा गया था जिसके मुकाबले में 10वीं योजना के दौरान (31.12.2008 की स्थिति के अनुसार) 5829 मेगावाट का लक्ष्य हासिल किया गया है।

ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत के संबंध में 11वीं योजना के लक्ष्य संबंधी ब्यौरे नीचे दिए गए हैं:

## सारणी - 8

ग्रिड इंटरैक्टिव नवीकरणीय विद्युत के लिए 11वीं योजना के अस्थायी लक्ष्य

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत/ प्रणालियां	11वीं योजना का लक्ष्य
पवन शक्ति	10,500
बायोमैस विद्युत	2,100
खोई सह-उत्पादन बायोमैस गैसीफायर	
लघु जल विद्युत (25 मेगावाट तक)	1400
जोड़	14,000

स्रोत : एमएनआरई

कार्यक्रम और निधि संबंधी आवश्यकता के संबंध में अंतिम निर्णय 11वीं योजना के लिए गठित गैर-पारम्परिक ऊर्जा स्रोत संबंधी कार्य दल द्वारा लिया जाएगा।

10वीं योजना और 11वीं योजना में अस्थायी क्षमता वृद्धि को देखते हुए, संस्थापित क्षमता का सार नीचे दिया गया है :

9वीं योजना के अंत तक संस्थापित क्षमता (31.3.2002 की स्थिति के अनुसार)	3,475 मेगावाट
2005-06 के अंत तक संस्थापित क्षमता (31.3.2006 की स्थिति के अनुसार)	8,088 मेगावाट
2006-07 के लिए कार्यक्रम	1,888 मेगावाट
2007-12 के लिए 11वीं योजना कार्यक्रम	14,000 मेगावाट
11वीं योजना के अंत तक कुल संभावित संस्थापित क्षमता	23,976 मेगावाट
अर्थात्	24,000 मेगावाट

नवीकरणीय ऊर्जा का विकास बहुत महत्वपूर्ण है तथा इसमें उत्पादन को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। तथापि, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लाभों पर आयोजना अध्ययनों में विचार नहीं किया गया है क्योंकि इन स्रोतों से ग्रिड में उपलब्ध कराई गई विद्युत ऊर्जा कम है तथा इसे गैर-प्रेषणीय माना जाता है।

## 7. ग्रामीण विद्युतिकरण

राष्ट्रीय विद्युत नीति में परिकल्पना की गई है कि ग्रामीण विद्युतिकरण का उद्देश्य सभी घरों में विद्युत पहुँचाना है तथा यह सुनिश्चित करना है कि समाज के निर्धन और उपेक्षित वर्ग के लोगों तक उचित दरों पर विद्युत पहुँचाने का कार्य अगले पाँच वर्षों के भीतर पूरा कर लिया जाए। ग्रामीण विद्युतिकरण की परिभाषा को संशोधित किया गया है जो निम्नानुसार है।

उन गांवों को विद्युतिकृत घोषित किया जाएगा यदि वहाँ :

- (i) वितरण ट्रांसफार्मर और वितरण लाइनों जैसी बुनियादी अवसंरचना आबाद कालोनी तथा दलित बस्ती/हैमलेट, जहाँ भी ये मौजूद हैं, में उपलब्ध कराई गई है। (गैर-पारम्परिक ऊर्जा स्रोतों के माध्यम से विद्युतिकरण वितरण ट्रांसफार्मर की आवश्यकता नहीं है)।
- (ii) विद्यालयों, पंचायत घरों, स्वास्थ्य केन्द्रों, औषधालयों, सामुदायिक केन्द्रों जैसे सार्वजनिक स्थलों को विद्युत उपलब्ध कराई जाती है, तथा
- (iii) विद्युतिकृत घरों की संख्या गांव के घरों की कुल संख्या का कम से कम 10% होना चाहिए।

तदनुसार ग्रामीण विद्युतिकरण की संपूर्ण मांग का अलग से आकलन कर लिया गया है तथा विद्युत उत्पादन क्षमता वृद्धि कार्यक्रम तैयार करते समय इस पर विचार किया गया है।

अध्याय में गांवों के विद्युतिकरण की मौजूदा स्थिति को शामिल किया गया है जो दर्शाता है कि 28 फरवरी, 2006 की स्थिति के अनुसार 80% गांवों का विद्युतिकरण किया जा चुका है। 10वीं और 11वीं योजनाओं के कार्यक्रमों तथा ग्रामीण विद्युतिकरण की गति को सुचारु करने के लिए सरकार द्वारा किए गए विभिन्न उपायों के संबंध में भी इस अध्याय में प्रकाश डाला गया है। 'राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना' के अंतर्गत दूर-दराज के 24,418 गांवों सहित उन 1,25,000 विद्युत विहीन गांवों में 18,000 करोड़ रुपये की अनुमानित लागत से विद्युत पहुँचाना है जहाँ बिजली नहीं पहुँची है।

## 8. कैप्टिव विद्युत उत्पादन

कैप्टिव विद्युत संयंत्रों की संस्थापित क्षमता 1950 में 588 मेगावाट से बढ़कर इस समय लगभग 19,100 मेगावाट (1 मेगावाट और अधिक) हो गई है। वर्ष 2004-05 के दौरान कैप्टिव विद्युत संयंत्रों (1 मेगावाट और अधिक) से ऊर्जा उत्पादन लगभग 72 बिलियन इकाई रहा है। 11वीं योजना के दौरान कैप्टिव संयंत्रों से लगभग 12,000 मेगावाट क्षमता वृद्धि की आशा है तथा घाटा वितरण कंपनियों की मांग को पूरा करने के लिए ग्रिड में निवेशित करने हेतु लगभग 20% क्षमता उपलब्ध होगी।

कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से प्राप्त अतिरिक्त क्षमता से लाभ उठाने के लिए यह आवश्यक है कि सामने आ रही विभिन्न कठिनाइयों को दूर किया जाए तथा निर्यात व्यवस्था को आकर्षक और वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य बनाने के लिए तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों का समाधान किया जाए।

विद्युत मंत्रालय और सीईए ने ग्रिड में अतिरिक्त विद्युत के प्रवाह को सुकर बनाने के लिए कैप्टिव विद्युत संयंत्रों के समक्ष आ रहे मुद्दों को सुलझाने की खातिर अनेक कदम उठाए हैं जिनमें शामिल हैं :- देश भर में स्थित विभिन्न स्थानों पर क्षेत्रीय स्तर की बैठकें, उद्योग विशेष से संबंधित मुद्दों पर विचार करने के लिए विशेष उप-समूह का गठन, विनियामक मंच (एफओआर) के साथ मामले उठाना तथा सीईए द्वारा सीपीपी के संबंध में

कार्यशाला का आयोजन जो मंत्रालय के वरिष्ठ अधिकारियों और विनियामकों के साथ विचारों के आदान-प्रदान के लिए सीपीपी के प्रवर्तकों (प्रमोटरों) को एक मंच उपलब्ध कराता है।

कैप्टिव तथा सह-विद्युत उत्पादन/नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के संबंध में प्रमुख सिफारिशें निम्नानुसार हैं :

- अतिरिक्त कैप्टिव क्षमता को अभिज्ञात करने के लिए राज्यों के ऊर्जा विभागों के माध्यम से कार्यवाही प्रारंभ करना तथा कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से अतिरिक्त विद्युत का क्रय करने के लिए राज्य के संस्थानों/डिस्काम से संपर्क करना।
- एक विकल्प के रूप में, सीपीपी को असूचीबद्ध विनियम (यूआई) पर यथा लागू फ्रीक्वेंसी आधारित ऊर्जा दरों पर प्रशुल्क दिया जा सकता है।
- उन कतिपय राज्यों में विद्युत शुल्क+उपस्कर में कटौती करना जिनमें यह बहुत अधिक है।
- विद्युत शुल्क विद्युत के उत्पादन पर न लगाकर, उनकी खपत पर लगाया जाए।
- सभी ईंधनों के आयात पर सीमा शुल्क उचित दरों पर निर्धारित किया जाए।
- एसईआरसीएस द्वारा चरणबद्ध तरीके से खुले एक्सेस की अनुमति देना जिसने खुले एक्सेस के लिए विनियम जारी किए हैं।
- गैर-पारम्परिक ऊर्जा स्रोत मंत्रालय के सहयोग से कैप्टिव/सह-विद्युत उत्पादन संयंत्रों द्वारा होने वाली क्षमता वृद्धि और विद्युत उत्पादन की निगरानी व्यवस्था को सुदृढ़ करना।
- न्यूनतम मांग ऊर्जा प्रभार सीपीपी युक्त उद्योग के कनेक्टेड लोड के बजाय वास्तविक आधार पर होने चाहिए।
- एसईआरपी नवीकरणीय और सह-विद्युत उत्पादन संयंत्रों से विद्युत खरीदने के लिए प्रोत्साहन दे तथा न्यूनतम प्रतिशत निर्धारित करे।
- 11वीं योजना के प्रथम वर्ष में 1-2% से प्रारंभ करके स्लाइडिंग स्केल पर 2012 वर्ष तक प्रत्येक डिस्चार्ज/लाइसेंसधारक के क्षेत्र में कुल 5% ऊर्जा खपत के लक्ष्य को प्राप्त करने हेतु, राज्य में सवितरण संस्थानों के लिए नवीकरणीय ऊर्जा के क्रय को अनिवार्य करना।
- सह-विद्युत उत्पादन को 'मस्ट रन' का दर्जा प्रदान करना।
- ऊर्जा की बैंकिंग सुविधा के प्रावधान पर विचार किया जा सकता है तथा जमा की गई ऊर्जा की निकासी को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों और कैप्टिव/सह-विद्युत उत्पादन संयंत्रों के संबंध में ग्रिड की फ्रीक्वेंसी और दिन के समय से संबद्ध न किया जाए।
- नवीकरणीय स्रोत आधारित कैप्टिव/सह-विद्युत संयंत्र द्वारा उपलब्ध कराई जाने वाली अतिरिक्त विद्युत पर कोई क्रॉस-सब्सिडी अधिभार नहीं लगना चाहिए।

#### 9. नवीयन, आधुनिकीकरण, क्षमतावर्धन तथा प्रचालन अवधि विस्तारण

अतिरिक्त क्षमता स्थापित करने के लिए अपेक्षित बड़ी राशि को देखते हुए, आरएंडएम, क्षमतावर्धन और प्रचालन अवधि विस्तारण के माध्यम से मौजूदा क्षमता से अभीष्टतम विद्युत उत्पादन को बहुत कम लागत और कम समय में अतिरिक्त विद्युत उत्पादन का लक्ष्य प्राप्त करने का सर्वोत्तम विकल्प माना गया है। अध्याय में 11वीं योजना तक जल और ताप विद्युत स्टेशनों के लिए आरएंडएम/एलई कार्यक्रमों से संबंधित ब्योरे शामिल किए गए हैं। अध्याय में होने वाले लाभ और व्यय सहित गत योजनाओं की उपलब्धियों के ब्योरे भी प्रस्तुत किए गए हैं। आरएंडएम/एलई (प्रचालन अवधि विस्तारण) कार्यक्रम के ब्योरे नीचे दिए गए हैं :



## ताप विद्युत

## सारणी - 9

- 10वीं योजना - अनुसंधान एवं प्रबंधन/प्रचालन अवधि विस्तारण कार्यक्रम की प्रमुख विशेषताएं

	विवरण	आरएंडएम	एलईपी
i)	कवर किए गए ताप विद्युत स्टेशनों की संख्या	13	32
ii)	ताप विद्युत इकाइयों की संख्या	57	106
iii)	कुल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	14270	10413
iv)	एलईपी के बाद संभावित विद्युत क्षमता (मेगावाट)	-	10747
v)	आरएंडएम/एलईपी कार्यक्रम से पूर्व इकाइयों का औसत प्लांट लोड फैक्टर (%)	-	49
vi)	कार्यक्रम पूरा होने के बाद प्रत्याशित पारदर्शक	-	75
vii)	प्रत्याशित अतिरिक्त विद्युत उत्पादन (एमयू)	धारणीयता	23700
viii)	अनुमानित लागत (करोड़ रुपये)	977	9200

- 10वीं योजना - लक्ष्य के अनुसार अनुसंधान और प्रबंधन की उपलब्धि

## सारणी - 10

- 10वीं योजना - प्रचालन अवधि विस्तारण कार्य का सार

	एल ई कार्य	इकाइयों की सं०	मेगावाट
i)	पूरा किया गया कार्य	11	985
ii)	निष्पादनाधीन कार्य (10वीं योजना में पूरा होने की संभावना)	8	474
iii)	दिए गए आदेश	16	2560
iv)	जो आर्थिक दृष्टि से व्यवहार्य नहीं हैं	26	1698
v)	पीआईई कार्यक्रम	21	2203
vi)	जो आदेश नहीं दिए गए और जिन्हें बाद में दिए जाने की संभावना है	24	2492.5
	जोड़	106	10413

- 11वीं योजना - अनुसंधान और प्रबंधन कार्यक्रम

7395 मेगावाट विद्युत शक्ति की कुल क्षमता वाली 34 इकाइयां अभिज्ञात की गईं

- 11वीं योजना - प्रचालन अवधि विस्तारण कार्य

## सारणी - 11

विवरण	प्रचालन अवधि विस्तारण
कवर की गई इकाइयां	71
विद्युत क्षमता (मेगावाट)	11,738
अनुमानित लागत (करोड़ रुपये)	1 करोड़ से 1.25 करोड़ रु०/मेगावाट
लक्षित लाभ (एमयू/वार्षिक)	प्रचालन अवधि में 15-20 वर्ष की वृद्धि

आधुनिक प्रचालन एवं अनुरक्षण संबंधी पद्धतियों में सुधार - संयंत्र के कार्य-निष्पादन में उत्कृष्टता हेतु साझेदारी (पीआईई)

जल विद्युत

सारणी - 12

10वीं योजना - आर एंड एम और एलई कार्यक्रम और उपलब्धियां

विवरण	आर एंड एम	एस ई
कवर की गई नई परियोजनाएं	37	18
विद्युत क्षमता (मेगावाट)	5257.85	636.25
अनुमानित लागत (करोड़ रुपये)	1116.11	
खर्च की गई राशि (करोड़ रुपये) 5/06 तक	1053	
लक्षित लाभ (मेगावाट)	137.83	636.25
वास्तविक लाभ संबंधी उपलब्धियां (मेगावाट)	1255	569.6

सारणी - 13

11वीं योजना - कार्यक्रम

विवरण	आर एंड एम	एस ई
कवर की गई नई परियोजनाएं	60	41
विद्युत क्षमता (मेगावाट)	1123.15	4025.2
अनुमानित लागत (करोड़ रुपये)	3465.	
5/06 तक खर्च की गई राशि (करोड़ रुपये)	274.3	
लक्षित लाभ (मेगावाट)	302.25	4025.21

12वीं योजना के लिए ठोस योजनाएं तैयार नहीं की गई हैं।

मासिकीय विद्युत

सारणी - 14

आंकड़े करोड़ रुपये में

परियोजना नाम	क्र	अनुमानित सम्पन्न लागत	10वीं योजना के अंत तक प्रत्याशित व्यय	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	कुल 11वीं योजना
एनएपीएस और 2	1	247	171	105					105
केएपीएस-1	1	133	5	66	54				119

10. ऊर्जा संरक्षण और मांग पक्ष संबंधी प्रबंधन

विद्युत क्षमता में वृद्धि के अलावा, मांग और पूर्ति में अंतर दूर करने के लिए अन्य वैकल्पिक तरीका ऊर्जा संरक्षण उपाय अपनाकर मौजूदा विद्युत क्षमता का इष्टतम उपयोग करना है। मांग पक्ष प्रबंधन संबंधी उपाय अधिक मांग को कम करने में सहायता करते हैं।

11वीं योजना के अंत तक, ऊर्जा के मामले में बचत की संभावना लगभग 134 बीयू है तथा परिहार्य विद्युत उत्पादन क्षमता 19,355 मेगावाट है। 11वीं योजना के अंत में उपर्युक्त के ब्यौरे नीचे दिए गए हैं :

सारणी - 15

क्षेत्र (खपत)	उपभोक्ता के स्तर पर विद्युत क्षमता की संभावित बचत	विद्युत केन्द्र में बचत बसबार हानि (टीएंडबी 20%) (बीयू)	विद्युत केन्द्र में मेगावाट बचत बसबार 80% पीएलएफ	परिहार्य मेगावाट वृद्धि (7% गौण खपत)
उद्योग (383 बीयू)	54.5 (15%)	68.1	9,717	10,449
कृषि : (188 बीयू)	28.2 (15%)	35.3	5,037	5,418
घरेलू और वाणिज्यिक (182 बीयू)	18.2 (10%)	22.75	3,246	3,490
जोड़		134.4	18,000	19,355

इसलिए ऊर्जा संरक्षण और डीएसएग संबंधी उपायों के कार्यान्वयन की स्थिति को देखते हुए तथा उपर्युक्त लाभ प्राप्त कर लेने पर, आशा है कि 11वीं योजना के दौरान विद्युत क्षमता वृद्धि की जरूरत कम हो जाएगी। इस प्रकार उपलब्ध अतिरिक्त विद्युत क्षमता को बोनस के रूप में माना गया है।

ऊर्जा संरक्षण अधिनियम और उपलब्धियां तथा ब्यूरो ऑफ इनर्जी एफिसिएंसी (बीईई) के कार्यक्रम संबंधी ब्यौरे भी इस अध्याय में शामिल किए गए हैं।

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार ने ऊर्जा के कारगर उपयोग और संरक्षण के लिए कॉम्पैक्ट फ्लूरोसेन्ट लैम्प (सीएफएल), सरकारी भवनों में इलेक्ट्रॉनिक चोक एवं सोलर वाटर हीटिंग प्रणालियों, आईएसआई कोटि के मोटर पम्प सेट्स, पावर कैपेसिटर एवं फ्लेक्स वाट्स आदि के अनिवार्य उपयोग के संबंध में दिनांक 28 सितम्बर, 2006 की एक गजट अधिसूचना जारी की है। अधिसूचना संबंधी ब्यौरे भी अध्याय 10 में शामिल किए गए हैं।

#### 11. मध्य और दीर्घ कालिक आयोजना

##### ग्यारहवीं योजना (2007-12)

राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के प्रावधानों के अनुसार मांग संबंधी अनुमान अर्थात् वर्ष 2011-12 तक प्रति व्यक्ति विद्युत उपभोग में 1000 इकाई की वृद्धि को आयोजना अध्ययनों में आधार के रूप में लिया गया है। इसलिए आयोजना के उद्देश्य से अपनाई गई विद्युत उत्पादन (संस्थानों से) की आवश्यकता 1038 बीयू है, जो 17वीं ईपीएस में उल्लिखित बीयू के लगभग समान है। इसके लिए 2006-07 के विद्युत उत्पादन में 9.5% वार्षिक वृद्धि दर (सीएजीआर) की आवश्यकता पड़ेगी। सतरहवीं ईपीएस रिपोर्ट में 2001-12 तक 1,52,746 मेगावाट विद्युत की अधिकतम मांग निर्धारित की गई है। 11वीं योजना में विद्युत क्षमता वृद्धि का मूल्यांकन करते समय इस पर विचार किया गया है।

11वीं योजना (2011-12) के लिए विद्युत उत्पादन के विस्तार आयोजना अध्ययन, उपर्युक्त मांग के आधार पर, 11वीं योजना अवधि (2007-12) के दौरान अतिरिक्त विद्युत उत्पादन क्षमता की आवश्यकता का मूल्यांकन करने के लिए किया गया है। विद्युत उत्पादन केन्द्रों की उपलब्धता, गौण खपत, हीट रेट, वित्तीय पैरामीटर और विश्वसनीय इंडेक्स के लिए विगत के वास्तविक निष्पादन डाटा के आधार पर प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमादित नवीनतम मानकों पर विचार किया गया है। ईंधन की आवश्यकता मानकीय आधार पर तय की गई है।

अध्ययनों में विद्युत उत्पादक इकाइयों की उत्पादन क्षमता सीमित करने, बढ़ाने और उन्हें बंद करने का कार्य कर लिया गया है तथा कार्यक्रमों की रूपरेखा स्पष्ट की गई है। गैर-पारम्परिक ऊर्जा स्रोतों तथा कैप्टिव संयंत्रों से अतिरिक्त विद्युत को ग्रिड में निवेशित नहीं किया गया है, क्योंकि ये लाभ कुल विद्युत क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के लिए केवल बोनस के तौर पर होंगे।

जैसा कि विद्युत नीति में उल्लेख किया गया है 5% के चक्रणी विद्युत भंडार (स्पिनिंग रिजर्व) की जरूरत पर विचार किया गया है। इकाइयों की प्रत्येक श्रेणी के लिए 5% तक विद्युत उत्पादक इकाइयों के मानकों की उपलब्धता में कटौती इसका कारण है।

10वीं योजना की 21,180 मेगावाट की विद्युत क्षमता वृद्धि को देखते हुए 11वीं योजना के दौरान अतिरिक्त विद्युत क्षमता वृद्धि की आवश्यकता 82,500 मेगावाट आंकी गई है। तथापि, विभिन्न परियोजनाओं की तैयारी को देखते हुए 11वीं योजना के दौरान केवल लगभग 78,530 मेगावाट विद्युत क्षमता वृद्धि ही संभव है। राष्ट्रीय विद्युत नीति द्वारा निर्धारित अपेक्षित विद्युत क्षमता वृद्धि की तुलना में हुई इस कमी को नवीकरणीय विद्युत स्रोतों तथा कैप्टिव विद्युत संयंत्रों की अतिरिक्त विद्युत क्षमता से पूरा किए जाने की आशा है। एमएनआरई ने 11वीं योजना के दौरान 14,000 मेगावाट की ग्रिड कनेक्टेड नवीकरणीय विद्युत क्षमता वृद्धि का अनुमान लगाया है। मांग पक्ष प्रबंधन और ऊर्जा बचत उपाय अधिकतम मांग को कम करने में और सहायता करेंगे। इसके अलावा, उन परियोजनाओं से भी लाभ उठाने के प्रयास किए जाएंगे जिन्हें अतिरिक्त प्रयासों से चालू किया जा सकता है 11वीं योजना के दौरान सर्वोत्तम (प्रयास परियोजनाएं, जिनसे कुल लगभग 11,545 मेगावाट) विद्युत का उत्पादन होगा। ग्रिड से सम्बद्ध कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से अतिरिक्त विद्युत उत्पादन करने के लिए भी प्रयास किए जा रहे हैं। लगभग 12,000 मेगावाट विद्युत क्षमता की परियोजना 11वीं योजना के दौरान चालू किए जाने की संभावना है जिसमें से 20% विद्युत क्षमता ग्रिड को उपलब्ध होगी। 5% स्पिनिंग रिजर्व के सृजन के संबंध में उल्लेखनीय है कि 11वीं योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की प्रस्तावित विद्युत क्षमता वृद्धि के आधार पर, 2011-12 तक प्रणाली में लगभग 5,500 मेगावाट (2.8%) स्पिनिंग रिजर्व का सृजन किए जाने की संभावना है।

यद्यपि राज्य क्षेत्र का योगदान 10वीं योजना में 11,157 मेगावाट के मुकाबले बढ़कर 27,952 मेगावाट हो गया है, इस प्रकार राज्य क्षेत्र में संतुलित वृद्धि का लक्ष्य प्राप्त करने के बावजूद भी यह ध्यान में रखा जाए कि 10वीं योजना में सरकारी क्षेत्र का लक्ष्य एक साधारण लक्ष्य था। विद्युत क्षमता बढ़ाने में केन्द्रीय क्षेत्र से अनुपूरक की भूमिका का निर्वहन करने की आशा की गई थी लेकिन क्षमता वृद्धि के मामले में राज्यों की तैयारी न होने के कारण, केन्द्रीय क्षेत्र को प्रमुख हिस्सा मिला है। यद्यपि राज्य क्षेत्र के लिए लक्ष्य का निर्धारण परियोजनाओं की तैयारी की वर्तमान स्थिति को देख कर किया जाता है, तथापि 11वीं योजना में शामिल करने के लिए राज्य क्षेत्र में अधिक परियोजनाओं के लिए प्रोत्साहन प्रदान करने हेतु प्रयास किए जाने चाहिए। लंबी जेस्टेशन अवधि के कारण जब विद्युत परियोजनाओं में वृद्धि करना संभव नहीं है, परन्तु सीईए के पास उपलब्ध परियोजनाओं में से कुछ ताप विद्युत परियोजनाओं को शुरू किया जा सकता है (परिशिष्ट 11.1 में सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएं तथा परिशिष्ट 11.3 में दर्शाई गई 12वीं योजना के दौरान लाभ प्रदान करने वाली ताप विद्युत परियोजनाएं)। उन राज्यों के साथ निरन्तर संपर्क बनाए रखने की जरूरत है जिनके द्वारा 11वीं योजना के अंत तक विद्युत क्षमता की कमी का सामना किए जाने की संभावना है तथा जो व्यापक पैमाने पर मांग को पूरा करने के लिए केन्द्रीय क्षेत्र पर अथवा अन्य राज्यों में उपलब्ध अतिरिक्त विद्युत क्षमता पर निर्भर करेंगे।

गैस की उपलब्धता की अनिश्चितता तथा पेट्रोलियम उत्पादों की ऊंची कीमतों को ध्यान में रखते हुए, तथा विद्युत क्षमता वृद्धि मुख्यतः कोयला आधारित है तथा लगभग 4,242 मेगावाट क्षमता की एक गैस आधारित लघु परियोजना को 11वीं योजना में शामिल किया गया है। गैस आधारित इन परियोजनाओं का निष्पादन कार्य प्रारंभ हो चुका है अथवा स्रोतों से गैस के लिए अनुबंध किया गया है। तथापि देश में विभिन्न स्थानों पर कुल 12,980 मेगावाट के बड़ी संख्या में गैस आधारित विद्युत संयंत्रों की पहचान की गई है। यदि गैस उचित मूल्य पर उपलब्ध हो जाती है, तो 11वीं योजना के उत्तरार्ध में अधिक गैस आधारित परियोजनाएं शुरू की जा सकती हैं।

देश में ऊर्जा निश्चितता के लिए तथा ताप विद्युत उत्पादन के कारण उत्पन्न ग्रीन हाउस गैस उत्सर्जन को कम करने के लिए 12वीं योजना के दौरान बड़ी विद्युत क्षमता के जल और नाभिकीय विद्युत संयंत्र प्रारंभ करने की आवश्यकता है। जल विद्युत परियोजनाओं की तैयारी को देखते हुए 11वीं योजना के दौरान केवल 16,553 मेगावाट जल विद्युत क्षमता का प्रस्ताव किया गया है। जल विद्युत परियोजनाओं के मामलों में, जांच, डीपीआर की तैयारी तथा अवसंरचनागत सुविधाओं की व्यवस्था करने में दो वर्ष का समय लग जाता है तथा परियोजना के निष्पादन में और पांच वर्ष लग सकते हैं। जल विद्युत परियोजनाओं जेस्टेशन की दीर्घ अवधि को देखते हुए, सर्वेक्षण और जांच, डीपीआर तैयार करना, प्रारंभिक अवसंरचना उपलब्ध कराना, सीईए/राज्य सरकार की सहमति, पर्यावरण क्लियरेंस तथा 12वीं योजना के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं के मुख्य पैकेज के लिए एलओए 12वीं योजना के प्रारंभ होने से पहले पूरे कर लिए जाने चाहिए। सीईए और विद्युत मंत्रालय 11वीं योजना के दौरान प्रमुख उपस्करों के लिए एलओए के स्थापन को सुनिश्चित करने हेतु सभी परियोजनाओं की प्रगति पर निगरानी रखनी होगी। इसी प्रकार 11वीं योजना के दौरान नाभिकीय विद्युत के लिए 3,380 मेगावाट का साधारण लक्ष्य रखा गया है। 12वीं योजना के लिए नाभिकीय विद्युत निगम का मौजूदा कार्यक्रम लगभग 11,000 मेगावाट का है। एनटीपीसी द्वारा और 2000 मेगावाट की योजना बनाई जा रही है। तथापि, क्षेत्र को अन्य प्रचालकों के लिए खोल देने तथा अंतर्राष्ट्रीय बाजार में ईंधन उपलब्ध होने के कारण हम 12वीं योजना के लिए नाभिकीय विद्युत क्षमता के लक्ष्य में वृद्धि की आशा कर सकते हैं।

#### 11वीं योजना में विद्युत क्षमता वृद्धि का सार

11वीं योजना की 78,530 मेगावाट की संभावित विद्युत क्षमता में निर्माणाधीन परियोजनाओं की 47,178 मेगावाट विद्युत क्षमता तथा 31,352 मेगावाट प्रतिबद्ध क्षमता शामिल है। ब्योरे नीचे सारणी -16 में दिए गए हैं :

सारणी 16

आंकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	जल विद्युत	कुल ताप विद्युत	ताप विद्युत का ब्रेक-अप			नाभिकीय	कुल
			कोयला	लिंगनाइट	गैस/एलएनजी		
निर्माणाधीन परियोजनाएं	13,831	29,967	25,625	1,200	3,142	3,380	47,178
प्रतिबद्ध परियोजनाएं	2,722	28,630	27,280	250	1,100	-	31,352
कुल	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530

(उपयुक्त में मर्चेंट विद्युत संयंत्र शामिल नहीं हैं जिन्हें 11वीं योजना के दौरान अतिरिक्त संयंत्रों के रूप में रूप शामिल किया जा सकता है।)

11वीं योजना के दौरान संभावित विद्युत क्षमता वृद्धि का क्षेत्र-वार ब्रेक-अप नीचे सारणी 17 में दिया गया है :

सारणी -17

आंकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	जल विद्युत	कुल ताप विद्युत	ताप विद्युत का ब्रेक-अप			नाभिकीय	कुल (%)
			कोयला	लिंगनाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	9,685	26,764	24,310	1,000	1,454	3,380	39,829 (50.72 %)
राज्य	3,605	24,347	23,135	450	762	-	27,952 (35.60 %)
निजी	3,263	7,486	5,460	0	2,026	-	10,749 (13.68 %)
अखिल भारत	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530 (100%)

**निर्माणाधीन परियोजनाएं**

निर्माणाधीन परियोजनाएं के ब्यौरे नीचे सारणी - 18 में दिए गए हैं :

**सारणी - 18**  
**निर्माणाधीन परियोजनाएं**

आंकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	जल विद्युत	कुल ताप विद्युत	ताप विद्युत का ब्रेक-अप			नाभिकीय	कुल
			कोयला	लिगनाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	8585	11644	10190	750	704	3380	23589
राज्य	3075	13597	12735	450	412	-	16672
निजी	2191	4728	2700	0	2028	-	6917
अखिल भारत	13851	29967	25625	1200	3142	3380	47178

**प्रतिबद्ध परियोजनाएं**

प्रतिबद्ध परियोजनाओं के ब्यौरे नीचे सारणी - 19 में दिए गए हैं :

**सारणी - 19**  
**प्रतिबद्ध विद्युत क्षमता**

आंकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	जल विद्युत	कुल ताप विद्युत	ताप विद्युत का ब्रेक-अप			नाभिकीय	कुल
			कोयला	लिगनाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	1120	15120	14120	250	750	0	16240
राज्य	530	10750	10400	0	350	-	11280
निजी	1072	2760	2760	0	0	-	3832
अखिल भारत	2722	28630	27280	250	1100	0	31352

प्रतिबद्ध श्रेणी के अंतर्गत शामिल की गई सभी जल विद्युत परियोजनाओं को सीईए/राज्य सरकार द्वारा सहमति प्रदान की गई है जिनमें उन पांच परियोजनाओं को शामिल नहीं किया गया है जिनकी कुल विद्युत क्षमता 585 मेगावाट है। ये हैं उत्तरांचल में व्यासी, 120 मेगावाट, पंजाब में यूबीडीसी III, 75 मेगावाट, आंध्र प्रदेश में लोअर जुसाला, 240 मेगावाट तथा हिमाचल प्रदेश में टांगुरोमाई 50 मेगावाट और तीर्थिंग I, हिमाचल प्रदेश में 100 मेगावाट। 11वीं योजना के प्रथम वर्ष के दौरान ही इन परियोजनाओं के लिए आदेश देने हेतु सभी प्रयास करने पड़ेंगे।

**ताप विद्युत परियोजनाएं - टाइप के अनुसार**

कुल 58,597 मेगावाट विद्युत क्षमता की ताप विद्युत परियोजनाओं (निर्माणाधीन और प्रतिबद्ध परियोजनाएं) की अवस्थिति अर्थात् पिटहेड, लोड केन्द्र और तटीय स्थिति के संबंध में ब्यौरे नीचे सारणी 20 में दिए गए हैं :

**सारणी - 20**  
**ताप विद्युत परियोजनाओं के ब्यौरे - टाइप के अनुसार**

आंकड़ें मेगावाट में

	पिट हेड * कोयला	लोड केन्द्र कोयला	तटीय कोयला	कुल कोयला	लिग्नाइट	गैस/ एनएनजी	कुल
उत्तरी	2500	9805		12305	625	220	13150
पश्चिमी	9090	6210	500	15800	325	2211	18336
दक्षिणी	500	4560	3800	8860	500	1001	10361
पूर्वी	12120	3070		15190			15190
पूर्वोत्तर		750		750		810	1560
अखिल भारत	24210	24395	4300	52905	1450	4242	58597

\* पिट हेड केन्द्र वो केन्द्र हैं जिनके पास कोयले को विद्युत उत्पादन केन्द्र तक ले जाने के लिए अपनी समर्पित कोयला परिवहन प्रणाली (एमजीआर/रोप वे) है तथा कोयला के आवागमन के लिए रेलवे पर निर्भर नहीं है।

**ताप विद्युत परियोजनाएं - इकाई के आकार के अनुसार**

विभिन्न क्षेत्रों में ताप विद्युत परियोजनाओं की इकाइयों के आकार के आधार पर एक समूह में रखी गई कुल 58,597 मेगावाट विद्युत क्षमता की परियोजनाओं के ब्यौरे नीचे सारणी-21 में दिए गए हैं :

**सारणी - 21**

**ताप विद्युत परियोजनाओं के ब्यौरे - इकाई के आकार के अनुसार**

क्षेत्र	800/660 मेगावाट इकाइयां	500/600 मेगावाट इकाइयां	210/250/300 मेगावाट इकाइयां	110/125 मेगावाट इकाइयां	कुल	गैस/ एलएनजी मॉड्यूल	कुल
उत्तरी		17	14	5	36	1	37
पश्चिमी	4	16	20	3	43	5	48
दक्षिणी	1	14	8		21	3	24
पूर्वी	7	13	16		36		36
पूर्वोत्तर			3		3	5	8
अखिल भारत (सं०)	12	60	59	8	139	14	153
अखिल भारत (मेगावाट)	6060	30160	15185	959	54355	4242	58597

**ताप विद्युत परियोजनाएं - अतिरिक्त प्रयासों सहित**

12वीं योजना की परियोजनाओं में से 11,545 मेगावाट विद्युत क्षमता की ताप विद्युत परियोजनाओं को अभिज्ञात किया गया है जिन्हें अतिरिक्त प्रयासों से 11वीं योजना के दौरान चालू किया जा सकता है। इन परियोजनाओं के लिए सभी प्रकार की क्लियरेंस लेने, कोयला प्रापण की व्यवस्था करने तथा आदेश देने संबंधी कार्रवाई 11वीं योजना के दौरान कर ली जाए। उनसे संबंधित ब्यौरे सारणी - 22 में दिए गए हैं।

**सारणी - 22**  
**अतिरिक्त प्रयासों सहित ताप विद्युत परियोजनाएं**

क्षेत्र	कुल ताप विद्युत	ताप विद्युत का ब्रेक-अप			नाभिकीय	कुल
		कोयला	लिंगनाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	4,190	4,190	0	0	0	4,190
राज्य	3,300	2,300	1,000	0	-	3,300
निजी	4,055	4,055	0	0	-	4,055
अखिल भारत	11,545	10,545	1,000	0	0	11,545

(यह सम्झा जाता है कि 1815 मेगावाट अर्थात् राजा 800 मेगावाट और नागार्जुन 1015 मेगावाट विद्युत क्षमता के लिए ईपीसी का ठेका हाल ही में दिया गया है।)

**अतिरिक्त ताप विद्युत गैस आधारित परियोजनाएं - गैस की उपलब्धता के अनुसार**

देश के विभिन्न स्थानों पर कुल 12,980 मेगावाट के गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को अभिज्ञात किया गया है। यदि उचित मूल्य पर गैस उपलब्ध हो जाती है, तो 11वीं योजना के उत्तरार्ध में इन गैस आधारित परियोजनाओं को कार्यान्वित किया जा सकता है। ऐसी परियोजनाओं की सूची नीचे सारणी -23 में दी गई है :

**सारणी - 23**  
**अतिरिक्त गैस आधारित परियोजनाएं**

संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	क्षेत्र	विद्युत क्षमता (मेगावाट)
कायमकुलम	केरल	एनटीपीसी	सी	1950
कावास II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
गांधार II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
प्रगति II	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	330
प्रगति III (बवाना)	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	1000
रिलायंस - दादरी	उत्तर प्रदेश	रिलायंस एनर्जी	पी	5600
एस्सार हजीरा	गुजरात	एस्सार पावर	पी	1500
कुल				12980

विकासकों को सलाह दी जाती है कि यदि गैस उचित मूल्य पर उपलब्ध हो जाती है तो वे 11वीं योजना के दौरान इन परियोजनाओं को आरंभ करने के लिए पूरी तैयारी कर लें।

**जल विद्युत परियोजनाएं - टाइप के अनुसार**

टाइप के अनुसार व्यवहार्य जल विद्युत परियोजनाओं के ब्योरे नीचे सारणी -24 में दिए गए हैं

**सारणी - 24**  
**जल विद्युत परियोजनाओं के ब्योरे**

क्षेत्र	नदी प्रवाह	भंडारण	पीएसएस	कुल
उत्तरी	6449	1320	1000	8769
पश्चिमी	520	400	250	1170
दक्षिणी	653	564	0	1217
पूर्वी	1623	150	900	2673
उत्तर-पूर्वी	40	2684	0	2724
समस्त भारत	9285	5118	2150	16553

आंकड़े मेगावाट में

आरुप्रोआर : नदी प्रवाह; पीएसएस : पम्प भंडारण



**ईंधन संबंधी आवश्यकता**

11वीं योजना (2011-12) के अंतिम वर्ष के दौरान ईंधन की आवश्यकता, 11वीं योजना के दौरान 78,530 मेगावाट क्षमता संवर्धन पर विचार करते हुए, मानकी पीएलएफ के सार नीचे सारणी 25 में दिया गया है :-

**सारणी 25**

**वर्ष 2011-12 के दौरान अनुमानित ईंधन संबंधी आवश्यकता**

ईंधन	आवश्यकता (2011-12)
घरेलू कोयला*	550 मीट्रिक टन
लिग्नाइट	33 मीट्रिक टन
गैस/एलएनजी**	89 एमएमएससीएमडी

\* वर्ष 2011-12 तक घरेलू स्रोतों से कोयले की कुल उपलब्धता प्रति वर्ष 482 मीट्रिक टन होने की संभावना है। तदनुसार, भारतीय कोयले के 68 मीट्रिक टन के बराबर 40 मीट्रिक टन आयातित कोयले की व्यवस्था करनी होगी। इस मात्रा में कमी की जा सकती है बशर्ते घरेलू कोयले के उत्पादन में वृद्धि हो।

\*\* वर्ष 2011-12 में 90% पीएलएफ में 89 एमएमएससीएमडी की गैस आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। इस समय, गैस की उपलब्धता 38 एमएमएससीएमडी है, अतः यह मौजूदा संयंत्रों की आवश्यकता को भी पूरा करने के लिए पर्याप्त नहीं है।

**बारहवीं योजना (2012-17)**

17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार, वर्ष 2016-17 में जनोपयोगी सेवाओं द्वारा बसबार पर 1392 बीयू ईंधन की आवश्यकता होगी। 6.5% अतिरिक्त खपत पर विचार करते हुए सकल ऊर्जा आवश्यकता लगभग 1488 बीयू है।

सकल घरेलू उत्पाद की 8%, 9% और 10% की वृद्धि दर पर आधारित विभिन्न परिदृश्यों तथा 0.9 और 0.8 जीडीपी विद्युत प्रत्यास्थता का परिकलन किया गया है तथा परिणामों के ब्यौरे नीचे सारणी 26 में दिए गए हैं :-

**सारणी 26**

**12वीं योजना (2012-17) के दौरान अपेक्षित क्षमता वृद्धि**

सकल घरेलू उत्पाद वृद्धि	सकल घरेलू उत्पाद/विद्युत प्रत्यास्थता	अपेक्षित विद्युत उत्पादन (बीयू)	घरम मांग (मेगावाट)	संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	12वीं योजना के दौरान अपेक्षित क्षमता संवर्धन (मेगावाट)
8%	0.8	1,415	2,15,700	2,80,300	70,800
	0.9	1,470	1,24,600	2,917,00	82,200
9%	0.8	1,470	2,24,800	2,917,00	82,200
	0.9	1,532	2,33,300	3,03,800	94,300
10%	0.8	1,525	2,32,300	3,02,300	92,800
	0.9	1,597	2,44,000	3,17,000	1,07,600

उपर्युक्त सारणी से यह देखा जा सकता है कि विभिन्न वृद्धि परिदृश्यों के अंतर्गत 12वीं योजना के दौरान मानकी पैरामीटरों पर आधारित, अपेक्षित क्षमता संवर्धन 70,000-1,07,500 मेगावाट के बीच होगी।

12वीं योजनावधि के दौरान, आर्थिक विकास परिदृश्य को देखते हुए, जीडीपी वृद्धि दर 9% प्रति वर्ष तथा 11वीं योजना के दौरान 1.0 की प्रत्यास्थता की तुलना में 0.8 प्रत्यास्थता की कल्पना की गई है जो कि मुख्यतः 11वीं योजना के दौरान ऊर्जा कुशल प्रौद्योगिकियों को अपनाने तथा किए जा रहे अन्य ऊर्जा संरक्षण और मांग पक्ष प्रबंधन उपायों के कारण हैं। तदनुसार, यह पता चला कि विद्युत मांग में प्रतिवर्ष 7.2% की दर से वृद्धि होने की संभावना है। इसे ध्यान में रखते हुए, विद्युत ऊर्जा उत्पादन वर्ष 2011-12 में 1038 बीयू के स्तर से वर्ष 2016-17 तक 1470 बीयू के स्तर तक बढ़ाई जानी चाहिए।

12वीं योजना के दौरान क्षमता संवर्द्धन आयोजना के प्रयोजनार्थ, 9% जीडीपी वृद्धि दर के अनुसार, 1470 बीयू की विद्युत उत्पादन संबंधी आवश्यकता तथा 0.8 प्रत्यास्थता को स्वीकार कर लिया गया है। यह 17वीं ईपीएस के अनुमानों के सर्वथा समान है।

9% जीडीपी वृद्धि दर के परिदृश्य तथा 0.8% की प्रत्यास्थता पर आधारित 12वीं योजना के लिए 82,200 मेगावाट की क्षमता वृद्धि की सिफारिश की जाती है।

12वीं योजना और उससे आगे के दौरान संभावित लार्गों के लिए कुल लगभग 1,67,000 मेगावाट की परियोजनाएं तैयार की गई हैं जिसमें से 82,200 मेगावाट की क्षमता (30,000 मेगावाट जल विद्युत, 40,000 मेगावाट ताप विद्युत और 11,000-13,000 मेगावाट नाभिकीय विद्युत शामिल हैं) हेतु अग्रिम कार्रवाई 11वीं योजना के दौरान की जानी है। 12वीं योजना के दौरान नियोजित कम से कम 70-80% क्षमता के लिए आदेश 11वीं योजना के दौरान दिया जाना चाहिए ताकि 12वीं योजना के दौरान इन परियोजनाओं को आरंभ किया जाना सुनिश्चित किया जा सके।

12वीं योजना और उससे आगे संभावित लार्गों के लिए अनेकानेक परियोजनाओं का संक्षिप्त सार नीचे सारणी 27 में दिया गया है :-

#### सारणी 27

#### 12वीं योजना और उससे आगे की परियोजनाओं का शेल्ल

प्रकार	कुल शेल्ल (मेगावाट)	सर्वोत्तम प्रयास सहित 11वीं योजना में संभावित क्षमता (मेगावाट)
जल विद्युत	40,658	0
ताप विद्युत	1,14,018	11,545
कोयला	94,185	10,545
किंगडम	4,250	1,000
गैस/एलएनजी	15,583	-
नाभिकीय	12,800	-
कुल	1,67,478	11,545

#### सिफारिशों का कार्यान्वयन

11वीं योजना के दौरान कुल लगभग 78,530 मेगावाट की व्यवहार्य क्षमता संवर्द्धन में से, कुल 47,178 मेगावाट की परियोजनाओं में निर्माण पहले ही चल रहा है जिसमें 13,831 मेगावाट जल विद्युत, 29,967 मेगावाट ताप विद्युत तथा 3,380 मेगावाट नाभिकीय विद्युत शामिल है जिनके लिए पहले ही आदेश दे दिए गए हैं। कुल 31,352 मेगावाट की परियोजनाएं प्रतिबद्ध श्रेणी के अंतर्गत है जिनके लिए विभिन्न इनपुट्स/क्लीयरेंस की व्यवस्था की जा रही है। इन परियोजनाओं के लिए अभी आदेश दिए जाने हैं। यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास किए जाने चाहिए कि शेष क्षमता के लिए आदेश दिए जाते हैं तथा 11वीं योजना के प्रथम वर्ष में सभी क्लीयरेंस प्राप्त कर लिए जाते हैं।

उपर्युक्त ताप परियोजनाओं के अतिरिक्त, कुल लगभग 11,545 मेगावाट की परियोजनाओं को अतिरिक्त कार्य श्रेणी वाले परियोजना के अंतर्गत रखा गया है। 11वीं योजना के दौरान, इन परियोजनाओं में से कतिपय अतिरिक्त परियोजना को इस योजना में लाने के प्रयास किए जाने चाहिए।

इस बड़ी क्षमता का कार्यान्वयन करने के लिए विभिन्न इनपुट क्षेत्रों के विनिर्माणकारी क्षमताओं का संवर्द्धन करने की आवश्यकता होगी, नामतः

- मुख्य संयंत्र और उपस्कर - बीएचईएल की विनिर्माणकारी क्षमता और 4500 मेगावाट के वर्तमान स्तर से प्रतिवर्ष 10,000 मेगावाट से अधिक तक की परियोजना कार्यान्वयन क्षमताओं का संवर्द्धन करना तथा अतिक्रान्तिक प्रौद्योगिकी बायलरों तथा संगत टीजी सेटों के 800 मेगावाट की श्रेणी का विनिर्माण करने के लिए भी आवश्यक व्यवस्था करना।
- ईंधन संबंधी समझौता - 11वीं योजना अवधि के दौरान चालू करने के लिए लगभग 52,905 मेगावाट की कोयला आधारित क्षमता की पहचान की गई तथा वर्ष 2011-12 के दौरान घरेलू कोयले की आवश्यकता का आकलन 550 मिलियन टन प्रतिवर्ष किया गया है। कोयला कंपनियों के लिए इस मांग को पूरा करना ही एक बहुत बड़ी चुनौती होगी। जहां तक गैस आधारित ताप विद्युत संयंत्रों का संबंध है, 11वीं योजना के दौरान 4242 मेगावाट की क्षमता पर ही लाभ के लिए विचार किया गया है क्योंकि वहनीय मूल्यों पर गैस/एलएनजी की पर्याप्त मात्रा उपलब्ध नहीं है। तथापि, लगभग कुल 13,000 मेगावाट की गैस आधारित बड़ी क्षमता की पहचान की गई है। जब कभी वहनीय मूल्यों पर गैस की पर्याप्त मात्रा उपलब्ध होगी उन्हें लगभग 2-3 वर्षों में चालू किया जा सकता है।
- प्रमुख इनपुट्स - स्टील, सीमेंट, एलुमिनियम की विनिर्माण क्षमताओं तथा विभिन्न सम्बद्ध उपस्करों जैसे बड़ी मोटोरे, कोयला निपटान संयंत्रों, जल शोधन संयंत्रों; ऐश निपटान और रख इस्तेमाल करने की सुविधाओं इत्यादि का संवर्द्धन करने की आवश्यकता होगी।
- निर्माण एजेंसियां - इस क्षेत्र में भी व्यापक संवर्द्धन करने की आवश्यकता है क्योंकि इस समय बड़े जल और ताप विद्युत संयंत्रों का निर्माण करने के लिए पात्र ठेकेदारों की कमी है।
- वित्त पोषण व्यवस्था - पूंजी की बड़ी भारी मात्रा पूरी की जानी थी। 11वीं योजना के दौरान लगभग 78,530 मेगावाट की क्षमता संवर्द्धन हेतु उत्पादन परियोजनाओं के लिए ही 4,10,896 करोड़ रु. की धनराशि की आवश्यकता पड़ सकती है।
- जनशक्ति और प्रशिक्षण - क्षमता संवर्द्धन में वृद्धि के अनुसार, विद्युत शक्ति उत्पादन केंद्र की संस्थापना, चालू करने और साथ ही प्रचालन के लिए पर्याप्त जनशक्ति की बर्ती करना और प्रशिक्षण देना अनिवार्य है।

#### पर्यावरणीय पहलू

11वीं और 12वीं योजना के दौरान अपेक्षित क्षमता संवर्द्धन पर आधारित कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन तथा उत्पादित फ्लाई ऐश का परिकलन किया गया है। 10वीं योजना के दौरान 21,180 मेगावाट की संभावित क्षमता पर विचार करते हुए, मानकी आधार पर 10वीं योजना के समापन वर्ष में कुल कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन/वर्ष लगभग 480 मिलियन टन बनता है। 11वीं योजना के अंत तक 58,597 मेगावाट की अस्थायी ताप विद्युत क्षमता संवर्द्धन को ध्यान में रखते हुए मानकी आधार पर वर्ष 2011-12 के दौरान अर्थात् 11वीं योजना के अंतिम वर्ष में अतिरिक्त कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन/वर्ष लगभग 380 मिलियन टन/प्रतिवर्ष बनता है परिणामस्वरूप वर्ष 2011-12 के दौरान कुल 840 मिलियन टन कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन/प्रतिवर्ष होगा।

12वीं योजना में कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन में कमी करने के लिए अतिक्रान्तिक प्रौद्योगिकी वाले ताप इकाईयों को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।

वर्ष 2016-17 के दौरान अतिरिक्त कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन/प्रतिवर्ष, 12वीं योजना के दौरान 40,000 मेगावाट की अस्थायी ताप विद्युत क्षमता संवर्द्धन को ध्यान में रखते हुए मानकी आधार पर वर्ष 2016-17 के दौरान लगभग 252 मिलियन टन/प्रतिवर्ष बनता है परिणामस्वरूप वर्ष 2016-17 के दौरान कुल कार्बन डाईआक्साइड उत्सर्जन/प्रतिवर्ष 1092 मिलियन टन होगा।

10वीं योजना (2006-07) की समाप्ति पर उत्पादित फ्लाई ऐश प्रतिवर्ष लगभग 98 मिलियन टन होने की संभावना है। 11वीं योजना (2007-12) के दौरान मानकी आधार पर उत्पादित अतिरिक्त फ्लाई ऐश वर्ष 2011-12 के दौरान लगभग 82 मिलियन टन/प्रतिवर्ष बनता है परिणामस्वरूप उस वर्ष कुल फ्लाई ऐश उत्पादन लगभग 180 मिलियन टन होगा।

12वीं योजना (2012-17) के दौरान मानकी आधार पर उत्पादित अतिरिक्त फ्लाई ऐश वर्ष 2016-17 के दौरान लगभग 60 मिलियन टन/प्रतिवर्ष बनता है परिणामस्वरूप उस वर्ष कुल फ्लाई ऐश उत्पादन लगभग 240 मिलियन टन हो जाएगा।

ताप विद्युत संयंत्रों पर राख की वर्तमान उपयोगिता लगभग 48% है। इसे 100% उपयोगिता तक बढ़ाना होगा। राख का परिवहन सुकर बनाने के लिए सभी नए ताप परियोजनाओं में ड्राई ऐश स्टोरेज सिस्टम (सिलोस) होना चाहिए।

## 12 विद्युत उत्पादन और पर्यावरण

इस अध्याय में ताप, जल और नाभिकीय विद्युत संयंत्रों की स्थापना के फलस्वरूप होने वाली पर्यावरणीय चिंताओं की व्याख्या की गई है। पर्यावरण संरक्षण के मुख्य उद्देश्यों के विस्तृत ब्यौरे सहित पर्यावरण संरक्षण और सुधार के लिए कानून भी अधिनियमित किया गया है। विद्युत परियोजनाएं पर्यावरण संरक्षण की सीमा के भीतर तथा पर्यावरण और वन मंत्रालय द्वारा निर्धारित दिशा-निर्देशों और मानदंडों के अनुसार विकसित की जा रही हैं।

## 13 ऊर्जा संबंधी सुरक्षा

ऊर्जा संबंधी सुरक्षा भारत के लिए चिंता का प्रमुख विषय है। इस अध्याय में ऊर्जा सुरक्षा को प्रभावित करने वाले महत्वपूर्ण कारकों तथा देश की ऊर्जा सुरक्षा को सुदृढ़ करने के लिए विभिन्न विकल्पों को शामिल किया गया है। हाइड्रोकार्बनों का उत्पादन और ईंधन के वैकल्पिक पहलों की ओर अधिक उद्देश्यपूर्ण नीति तैयार करने के लिए प्रयास किए जाने की आवश्यकता है जिससे आयातित तेल पर निर्भरता में कमी हो। ऊर्जा मार्ग प्राप्त करने के लिए केंद्र और राज्य सरकारों को तत्काल रूप से स्थानीय संस्थानों में क्षमता निर्माण करने की आवश्यकता है जो लगातार बनी रहे और स्थानीय स्तर पर संसाधन प्रदान करने के लिए प्रासंगिक हो। सुरक्षा और अन्य चिंताओं के अनुरूप ऊर्जा क्षेत्र के लिए प्रौद्योगिकी नीति का विकास करना भी अनिवार्य है। जल विद्युत, नाभिकीय विद्युत और नवीकरणीय विद्युत संभावित विद्युत क्षमता संसाधन हैं जिन्हें दीर्घावधि ऊर्जा सुरक्षा के लिए दोहन किए जाने की आवश्यकता है।

## 14 विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास

विद्युत क्षेत्र के लिए मौजूदा अनुसंधान और विकास क्षमताओं का दोहन करने के लिए बाजार प्रेरित दृष्टिकोण सहित एक व्यापक अनुसंधान और विकास कार्यसूची तैयार की गई है। विद्युत क्षेत्र और राष्ट्रीय स्तर और सांगठनिक स्तर-अनुसंधान तथा विकास योजनाओं के बुनियादी और प्रायोगिक अनुसंधान और विकास आवश्यकताओं के बीच संपर्क स्थापित करते हुए ऊर्जा क्षेत्र के लिए 15 वर्ष हेतु अनुसंधान और विकास योजना परिदृश्य तैयार करने के लिए अनुसंधान और विकास संबंधी स्थायी समिति का गठन किया गया है। प्रायोगिक अनुसंधान और विकास के प्राथमिकता वाले क्षेत्रों की पहचान की गई है तथा विभिन्न स्तरों पर कार्रवाई के लिए सामान्य ढांचा प्रदान करने के लिए कार्य योजना तैयार की गई है।

प्रत्येक प्राथमिकता वाले अनुसंधान परियोजनाओं के लिए अभिज्ञात अग्रणी एजेंसियों द्वारा विस्तृत प्रस्ताव तैयार किए गए हैं। 15 वर्षों के लिए राष्ट्रीय परिदृश्य योजना में 3000 करोड़ रु. की आवश्यकता का उल्लेख किया गया है। कतिपय प्रयोगात्मक और विकास परियोजनाएं शुरू की गई हैं जबकि विशेष ध्यान दिए जाने वाले प्रमुख क्षेत्रों के मामले में कार्य में तेजी लाने की आवश्यकता है।

**15 विद्युत क्षेत्र के लिए मानव संसाधन विकास**

इस अध्याय में प्रशिक्षण योजना पर प्रकाश डाला गया है जिसमें नई भर्तियों के लिए शुरुआती स्तर पर प्रशिक्षण, मौजूदा कर्मचारियों के लिए पुनश्चर्या/अग्रिम प्रशिक्षण तथा प्रबंधकों को प्रबंधन प्रशिक्षण देना शामिल है। 10वीं और 11वीं योजना के लिए जनशक्ति का आकलन किया गया है।

10वीं योजना के अंत तक 9.24 लाख अपेक्षित जनशक्ति का आकलन किया गया है जिसमें से तकनीकी जनशक्ति 6.98 लाख है तथा गैर-तकनीकी 2.28 लाख है। 11वीं योजना में अतिरिक्त अपेक्षित जनशक्ति 3.8 लाख होने का अनुमान है जिसमें से 2.75 लाख तकनीकी होंगे तथा 0.84 लाख गैर-तकनीकी होंगे। 11वीं योजना के अंत तक कुल 11.70 लाख जनशक्ति का आकलन किया गया है जिसमें से 8.85 लाख तकनीकी होंगे तथा 2.84 लाख गैर-तकनीकी होंगे। 10वीं और 11वीं योजना के अंत तक अपेक्षित संभावित कुल जनशक्ति क्रमशः सारणी 28 और सारणी 29 में दिए गए हैं।

**सारणी 28**

**10वीं योजना (अर्थात् 31.3.2007) के अंत तक संभावित अपेक्षित कुल जनशक्ति**

	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल (हजारों में)
ताप विद्युत	95.95	34.05	130
जल विद्युत	43.32	19.55	62.87
नाभिकीय विद्युत	7.99	3.78	11.77
विद्युत प्रणाली (टी एंड डी)	549.02	171.19	720.21
कुल	696.28	228.57	924.85

**सारणी 29**

**11वीं योजना (अर्थात् 31.3.2012) के अंत तक संभावित अपेक्षित कुल जनशक्ति**

	तकनीकी	गैर-तकनीकी	कुल (हजारों में)
ताप विद्युत	122.07	43.55	165.62
जल विद्युत	62.11	23.74	85.85
नाभिकीय विद्युत	11.10	5.06	16.16
विद्युत प्रणाली (टी एंड डी)	689.81	212.59	902.4
कुल	885.09	284.94	1170.03

इस अध्याय में अपेक्षित उपायों तथा चिंता के क्षेत्रों सहित विद्युत क्षेत्र में मौजूदा प्रशिक्षण सुविधाओं के ब्यौरे पर भी प्रकाश डाला गया है। यह भी सिफारिश की जाती है कि 10वीं और 11वीं योजना के अंत तक संभावित अपेक्षित जनशक्ति को प्रशिक्षण देने की आवश्यकता है।

**16 विद्युत उपस्कर और प्रमुख इनपुट्स**

इस अध्याय में उत्पादन परियोजनाओं के लिए आने वाले वर्षों के दौरान विद्युत उपस्करों की आवश्यकता के बारे में व्यापक विहंगावलोकन किया गया है। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा किए गए विस्तृत अध्ययनों पर आधारित तैयार किए गए विद्युत विस्तार योजना के सफल कार्यान्वयन के लिए, यह अनिवार्य है कि अलग-अलग विद्युत परियोजना के कार्यक्रम की आवश्यकता के अनुसार सभी अपेक्षित प्रमुख इनपुट्स उपलब्ध कराया जाता है।

11वीं और 12वीं योजना के दौरान, लगभग 1,00,000 मेगावाट की ताप विद्युत क्षमता संवर्द्धन के लिए विद्युत उपकरणों की आवश्यकता होने की संभावना है। इसमें कोयला आधारित 660/800 मेगावाट की लगभग 51 इकाइयाँ, 500 मेगावाट की 74 इकाइयाँ, 300/250/210 मेगावाट की 69 इकाइयाँ तथा 125 मेगावाट की 8 इकाइयाँ तथा गैस टरबाइन केंद्र के 13 माकबूल शामिल हैं। 11वीं और 12वीं योजना के दौरान, लगभग 46,553 मेगावाट की क्षमता संवर्द्धन के लिए जल विद्युत संयंत्रों की विभिन्न विद्युत और यांत्रिक संघटकों की आवश्यकता का आकलन किया गया है। परियोजनाओं के समय पर कार्यान्वयन के लिए आवश्यकता के समान उत्पादन क्षमता बढ़ाना अनिवार्य है।

यह सर्वमन्य है कि कार्यक्रम के अनुसार परियोजनाओं को पूरा करने के लिए प्रमुख इनपुट्स की समय पर आपूर्ति अत्यावश्यक है। इस अध्याय में 11वीं और 12वीं योजना के दौरान जल विद्युत और ताप विद्युत संयंत्रों की अवसंरचना संबंधी आवश्यकता नामतः स्टील, सीमेंट, ईसी ग्रेड एलुमिनियम के लिए प्रमुख इनपुट्स की आवश्यकता के विस्तृत ब्यौरे दिए गए हैं। प्रमुख सामग्री का ब्यौरे नीचे दिए गए हैं :-

#### सारणी 30

11वीं योजना अनुमानों के लिए अनुमानित अपेक्षित सामग्री

(हजार टन में)

क्र०सं०	सामग्री	ताप विद्युत (कोयला आधारित)	ताप विद्युत* (गैस- कोयला आधारित)	जल विद्युत	कुल
1.	सीमेंट	8153	254	15825	24232
2.	स्टील	7099	219	2102	9420
3.	एलुमिनियम	27	2.1	1.6	30.7

\*नाभिकीय परियोजनाओं को छोड़कर

#### सारणी 31

12वीं योजना अनुमानों के लिए अनुमानित अपेक्षित सामग्री

(हजार टन में)

क्र०सं०	सामग्री	ताप विद्युत(कोयला आधारित) (40,200 मेगावाट)	जल विद्युत , (30,000 मेगावाट)	कुल
1.	सीमेंट	8,030	28680	34,710
2.	स्टील	5,250	3810	9,060
3.	एलुमिनियम	20.1	3.0	23.1

\*नाभिकीय परियोजनाओं को छोड़कर

ईंधन की आवश्यकता का भी आकलन किया गया है। यह आकलन किया गया है कि 11वीं योजना के अंतिम वर्ष अर्थात् 2011-12 तक 550 मीट्रिक टन कोयला, 33 मीट्रिक टन लिग्नाइट तथा 89 बिलियन क्यूबिक मीटर गैस और एलएनजी की आवश्यकता होगी।

**अध्याय - 1****प्रस्तावना****1.0 भूमिका**

विद्युत शक्ति, राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था का एक महत्वपूर्ण अवसंरचनात्मक क्षेत्र है। अर्थव्यवस्था के विकास, मानव कल्याण और जीवन-निर्वाह के उच्चतर मानक के लिए पर्याप्त और वहनीय दर पर बिजली प्रदान करना आवश्यक है। भारतीय अर्थव्यवस्था अपने विकास के निर्णायक दौर में है। इसे जीवंत बनाने हेतु सुधार प्रक्रिया नब्बे के दशक के प्रारंभ से शुरू की गयी। सकल घरेलू उत्पाद (जीडीपी) 2003-04 में 8.1% तक, 2004-05 में 6.9% तक और 2005-06 में 9.0% तक बढ़ने का अनुमान लगाया गया जबकि 8% से अधिक विकास दर का लक्ष्य पिछले केवल तीन वर्षों अर्थात् 1967-68 (8.1%) 1975-76(9.0%) और 1988-89(10.5%) में ही प्राप्त किया गया है। अर्थव्यवस्था के उदारीकरण और देश की संस्थापित क्षमता 1950 में 1713 मेगावाट थी, जो मार्च, 2007 के अंत तक बढ़कर 132330 मेगावाट हो गयी है और वार्षिक उत्पादन 5 बीयू था जो मार्च, 2007 तक बढ़कर 662 बीयू हो गया है।

वैश्वीकरण से औद्योगिक और वाणिज्यिक कार्य तेजी से बढ़ रहे हैं और आम आदमी के दैनिक जीवन में प्रौद्योगिकी और सूचना प्रौद्योगिकी का समावेशन हो जाने के परिणाम-स्वरूप आशा की जाती है कि आज की तुलना में आगे बिजली की मांग अधिक बढ़ जाएगी। वास्तव में, अर्थव्यवस्था के सभी क्षेत्रों को युक्तिसंगत मूल्यों पर स्वीकार्य विश्वसनीयता और गुणवत्ता वाली विद्युत आपूर्ति की उपलब्धता ही अर्थव्यवस्था में चल रही सुधार की प्रक्रिया की सफलता की मुख्य कुंजी है। तदनुसार यह आवश्यक हो जाता है कि विद्युत क्षेत्र का विकास राष्ट्र के समग्र आर्थिक विकास के अनुरूप किया जाए। अतः 2012 तक सभी को यथोचित दर पर बेहतर गुणवत्ता की बिजली प्रदान करने संबंधी सरकार के मिशन को पूरा करने के लिए भरसक प्रयास करने होंगे।

**1.1 बिजली और आर्थिक विकास**

भारतीय विद्युत क्षेत्र बिजली उत्पादन के लिए विविध संसाधनों को उपयोग में लाता है। विद्युत उत्पादन के संसाधनों का दायरा कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, तेल, जल जैसे वाणिज्यिक संसाधनों और परमाणु ऊर्जा से लेकर कृषि अपशिष्ट, सौर पवन विद्युत जैसे अन्य अर्थक्षम संसाधनों तक है। देश में बिजली की मांग बहुत तेज गति से बढ़ी है और आगामी वर्षों में इसमें और वृद्धि होना प्रत्याशित है। 2006-07 में बिजली का उत्पादन 662 बीयू था जबकि 2005-06 में यह 617 बीयू रहा। इसमें 7.3% की वृद्धि हुई। बिजली की बढ़ रही आवश्यकता को पूरा करने के संबंध में देश में स्थापित उत्पादन क्षमता में भारी वृद्धि करना अपेक्षित है। क्षमता वृद्धि हेतु कार्यक्रम की योजना बनाते समय संपोषणीय विकास के समग्र उद्देश्य को ध्यान में रखा गया है।

**1.2 विद्युत क्षेत्र का विकास - सरसरी नजर में**

- 1.2.1 स्वतंत्रता प्राप्ति के बाद से, भारतीय विद्युत क्षेत्र बिजली के उत्पादन और देश की विशाल भौगोलिक सीमाओं को बिजली उपलब्ध कराने के संदर्भ में दोनों दृष्टियों से विकास हुआ है। जनोपयोगी सेवा क्षेत्र में स्थापित उत्पादन क्षमता दिसम्बर, 1950 में मात्र 1713 मेगावाट थी जो मार्च, 2007 की समाप्ति तक बढ़कर 1,32,330 मेगावाट हो गयी, जबकि तब वार्षिक उत्पादन लगभग 5 बीयू था, जो

बढ़कर 2006-07 में लगभग 662 बीयू हो गया। दिसम्बर, 1950 में 1 मेगावाट क्षमता से अधिक इसके बराबर क्षमता वाले कैप्टिव विद्युत संयंत्रों की संस्थापित क्षमता

**1950 में देश की प्रति व्यक्ति खपत 15.6 यूनिट थी जो बढ़कर 2004-05 के दौरान 606 यूनिट हो गयी और 2012 तक इसे बढ़ाकर 1000 यूनिट करने का लक्ष्य निर्धारित किया गया है।**

588 मेगावाट थी जो बढ़कर मार्च, 2005 के अन्त में लगभग 19,100 मेगावाट हो गयी। विद्युत पारेषण और संवितरण नेटवर्क का भी मूलभूत रूप से विस्तार हुआ है। 1950 में बिजली की खपत प्रति व्यक्ति 15.6 यूनिट थी जो बढ़कर वर्ष 2001-02 के दौरान अर्थात् 9वीं योजना के अंतिम वर्ष में लगभग 559 यूनिट हो गयी। जैसा कि संयुक्त राष्ट्र संघ के दिशानिर्देशों के अनुसार परिकलित किया गया है, वर्ष 2003-04 और 2004-05 के दौरान अर्थात् 10वीं योजना के द्वितीय और तृतीय वर्ष के दौरान खपत बढ़कर क्रमशः 592 और 606 यूनिट तक हो गयी। भारत सरकार की राष्ट्रीय विद्युत नीति में यह तय किया गया है कि 2012 तक प्रति व्यक्ति वार्षिक खपत बढ़कर 1000 यूनिट से अधिक हो जाएगी। विश्व के विभिन्न देशों में बिजली की प्रति व्यक्ति खपत और कार्बन डाईआक्साइड के उत्सर्जन का ब्यौरा परिशिष्ट 1.1. में दिया गया है। यह देखा जा सकता है कि वर्ष 2001 में पश्चिमी देशों में बिजली की खपत प्रतिव्यक्ति 5000 से 15,000 यूनिट के दायरे में है। चीन में प्रतिव्यक्ति खपत 1019 यूनिट है।

- 1.2.2 स्वतंत्रता प्राप्ति के समय देश के लगभग 1500 गांवों को बिजली की अभिगम्यता हासिल थी और लगभग 6430 पम्प सेटों को ऊर्जित किया गया था। तब से, आज का परिदृश्य बदल गया है। कुल 5,93,732 आबाद गांवों में से लगभग 475117 गांवों में बिजली प्रदान करना संभव हो पाया है। इसके परिणामस्वरूप 28 फरवरी, 2007 की स्थिति के अनुसार लगभग 80% गांवों का विद्युतीकरण (ग्रामीण विद्युतीकरण की नई परिभाषा के अनुसार) हुआ है। इसी के सदृश 28 फरवरी, 2007 तक की स्थिति के अनुसार ऊर्जित किये गये। सिंचाई पम्प सेटों/नलकूपों की संख्या भी बढ़कर लगभग 151 लाख तक हो गयी है इससे 77.4% ऊर्जाकरण हुआ है। यद्यपि भारत ने ग्रामीण विद्युतीकरण का 80% लक्ष्य हासिल कर लिया है, फिर भी, ग्रामीण विद्युतीकरण की नई परिभाषा के अनुसार

**फरवरी, 2007 तक 80% गांवों का विद्युतीकरण किया गया है**

लगभग 1,21,000 गांवों का विद्युतीकरण अभी किया जाना बाकी है। अपुष्ट अनुमानों के अनुसार इनमें से लगभग 25000 गांव दूरस्थ एवं दुर्गम क्षेत्रों में अवस्थित हैं, इसलिए मौजूदा पावर ग्रिड के माध्यम से इन गांवों को विद्युत आपूर्ति कर पाना संभव नहीं है। अतः गैर-पारम्परिक ऊर्जा स्रोतों सहित विभिन्न संवितरित उत्पादन स्रोतों के जरिए इन गांवों का विद्युतीकरण किये जाने का प्रस्ताव है। भारत सरकार द्वारा 12 फरवरी, 2005 को अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत नीति में 2009 तक सभी घरों को बिजली की अभिगम्यता प्रदान करने का लक्ष्य निर्धारित है।

- 1.2.3 सत्तर के दशक के मध्य ऐसा महसूस किया गया था कि विद्युत आपूर्ति की स्थिति को सुधारने के लिए राज्यों के प्रयासों में सहायता प्रदान करने और उन्हें प्रोत्साहित करने के लिए केन्द्र सरकार उत्पादन और पारेषण परियोजनाओं को केन्द्रीय क्षेत्र के अधीन अपने संरक्षण में लेने के लिए आगे आयेगी। तदनुसार एनटीपीसी, एनएचपीसी और पावर ग्रिड जैसी एजेंसियां चरणबद्ध ढंग से स्थापित की गयी थीं। नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एनटीपीसी) और नेशनल जल-विद्युत पावर कारपोरेशन (एनएचपीसी) की स्थापना 1975 में क्रमशः तापीय और पन बिजली के विकास के लिए की गयी थी। सेन्ट्रल सेक्टर पावर प्रोजेक्ट्स से बिजली की निकासी हेतु पारेषण प्रणाली और लाभभोगी राज्यों को बिजली पारेषण का कार्य भी इन्हीं कम्पनियों को सौंपा गया था। तदनन्तर, पारेषण कार्य को उत्पादन कार्य से अलग कर दिया गया और एक पृथक सार्वजनिक क्षेत्र का उपक्रम नामतः पावर ग्रिड (तत्कालीन नाम: नेशनल



पावर ट्रांसमिशन कारपोरेशन) 1989 में गठित किया गया था। सार्वजनिक क्षेत्र में अन्य उत्पादन कम्पनियों नामतः नीपको, एनएलसी, एनपीसी का भी गठन किया गया। कुछ उत्पादन कम्पनियां नामतः एसजेबीएनएल, टीएचडीसी केन्द्र और राज्य सरकार के बीच संयुक्त उद्यम क्षेत्र में भी बनायी गयी। मूलभूत उत्पादन का संवर्धन करने तथा नई पारेषण परियोजनाओं का कार्यान्वयन करने के लिए केन्द्रीय क्षेत्र की जनोपयोगी सेवा कम्पनियों द्वारा किये गये अनुपूरक प्रयासों ने देश के समग्र विद्युत परिदृश्य को सुधारने में सहायता प्रदान किया है। नब्बे के दशक के प्रारंभिक वर्षों के दौरान अतिरिक्त संसाधन संघटित करने को ध्यान में रखकर उत्पादन कार्य निजी क्षेत्र के लिए खोल दिया गया था।

### 1.3 विद्युत क्षेत्र का पुनरीक्षण

पछले अठारह वर्षों से उत्पादन, पारेषण और संवितरण क्षमता में भारी वृद्धि होने के बावजूद बिजली की मांग में वृद्धि उत्पादन क्षमता संवर्धन की तुलना में सर्वदा बढ़कर

9वीं योजना के दौरान वास्तविक क्षमता संवर्धन 19,119 मेगावाट थी जबकि लक्ष्य 40,245 मेगावाट क्षमता संवर्धन का था। केन्द्र और निजी क्षेत्र की तुलना में राज्य क्षेत्र में निर्धारित लक्ष्य की तुलना में क्षमता संवर्धन की लक्ष्य प्राप्ति प्रभावशाली थी।

आगे ही रही है। यद्यपि देश ने पिछले पांच दशकों से अधिक अवधि में लगभग 1,32,000 मेगावाट की क्षमता संवर्धन का लक्ष्य प्राप्त कर लिया है, फिर भी क्षमता की यह प्राप्ति विभिन्न योजनाओं के दौरान निर्धारित लक्ष्य की तुलना में काफी कम है। विभिन्न योजनाओं में अखिल भारत क्षमता संवर्धन के निर्धारित लक्ष्यों और उपलब्धियों का ब्यौरा नीचे सारणी 1.1 में दिया गया है :-

सारणी 1.1

अखिल भारत क्षमता वृद्धि के निर्धारित लक्ष्य और उपलब्धियां			
योजना	लक्ष्य (मेगावाट)	उपलब्धि (मेगावाट)	उपलब्धि (%)
प्रथम (51-56)	1300	1100	84.6
द्वितीय (56-61)	3500	2250	64.3
तृतीय (61-66)	7040	4520	64.2
वार्षिक योजनाएं (66-69)	5430	4120	75.8
चौथी (69-74)	9264	4579	49.5
पांचवी (74-79)	12,499	10,202	81.6
वार्षिक योजना (79-80)	2813	1799	63.9
छठवीं (80-85)	19,666	14,226	72.3
सातवीं (85-90)	22,245	21,401	96.2
वार्षिक योजना (90-91)	4212	2776	65.8
वार्षिक योजना (91-92)	3811	3027	79.4
आठवीं (92-97)	30,538	16,423	53.8
नौवीं (97-02)	40,245	19,119	47.5

8वीं और 9वीं योजनाओं के दौरान लक्ष्य की प्राप्ति मात्र लगभग 50% ही हो पायी थी। विभिन्न योजनाओं में क्षमता संवर्धन में कमी के कारण देश में बिजली की कमी बढ़ गयी।

**1.3.1 9वीं योजना के प्रारंभ में स्थापित क्षमता**

9वीं योजना के प्रारंभ में अर्थात् 1.4.1997 को कुल स्थापित क्षमता 85,797 मेगावाट थी। इसमें 21,658 मेगावाट पन बिजली, 61,012 मेगावाट ताप विद्युत (गैस और डीजल सहित), 2,225 मेगावाट नाभिकीय बिजली और 902 मेगावाट पवन-आधारित विद्युत संयंत्रों की स्थापित क्षमता शामिल है। 1.4.1997 की स्थिति के अनुसार स्थापित क्षमता का क्षेत्र-वार ब्यौरा सारणी 1.2 में दिया गया है।

**सारणी 1.2****9वीं योजना (1.4.97) के प्रारंभ में स्थापित क्षमता का सारांश**

क्षेत्र	पन बिजली	तापीय				नाभिकीय	पवन	कुल
		कोयला/निग्नाइट	डीजल	गैस	कुल			
उत्तरी	7,652	13,483	13	2,378	15,874	895	0	24,421
पश्चिमी	3,118	17,712	18	3,011	20,741	860	162	24,881
दक्षिणी (लक्षद्वीप सहित)	8,578	10,683	135	481	11,299	470	739	21,086
पूर्वी (अंडमान व निकोबार सहित)	1,715	11,947	54	190	12,191	0	1	13,907
पूर्वोत्तर	595	330	75	502	907	0	0	1,502
अखिल भारत	21,658	54,155	295	6,562	61,012	2,225	902	85,797

**1.3.2 9वीं योजना के प्रारंभ में बिजली आपूर्ति की स्थिति**

9वीं योजना के प्रारंभ में वास्तविक विद्युत आपूर्ति की स्थिति का क्षेत्र-वार ब्यौरा सारणी 1.3 में दिया गया है :

**सारणी 1.3****9वीं योजना (1.4.97) के प्रारंभ में विद्युत आपूर्ति की स्थिति (देश में 85,795 मेगावाट की कुल स्थापित क्षमता पर आधारित)**

क्षेत्र	अधिकतम (मेगावाट)			
	आवश्यकता	उपलब्धता	अधिकता (+)/कमी (-)	(प्रतिशत) कमी
उत्तरी	18,180	15,116	(-) 3,064	(-) 16.9
पश्चिमी	21,000	17,636	(-) 3,364	(-) 16.0
दक्षिणी	16,676	13,425	(-) 3,248	(-) 19.5
पूर्वी	8,009	6,365	(-) 1,644	(-) 20.6
पूर्वोत्तर	880	780	(-) 100	(-) 11.4
अखिल भारत	63,853	52,376	(-) 11,477	(-) 18.0
क्षेत्र	ऊर्जा (एमयू)			
	आवश्यकता	उपलब्धता	अधिकता (+)/कमी (-)	(प्रतिशत) कमी
उत्तरी	119,215	109,530	(-) 9,685	(-) 8.1
पश्चिमी	132,724	122,304	(-) 10,420	(-) 7.9
दक्षिणी	112,675	89,469	(-) 23,206	(-) 20.6
पूर्वी	44,020	40,353	(-) 3,667	(-) 8.3
पूर्वोत्तर	4,856	4,244	(-) 612	(-) 12.6
अखिल भारत	413,490	365,900	(-) 47,590	(-) 11.5

स्रोत: केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण का जीएम डिवीजन

### 1.3.3 9वीं योजना के लिए क्षमता वृद्धि लक्ष्य

9वीं योजना अवधि (1997-2002) के दौरान योजना आयोग ने 40,245 मेगावाट के क्षमता संवर्धन का लक्ष्य निर्धारित किया था। इसमें 9,820 मेगावाट पन विद्युत संयंत्रों, 29,545 मेगावाट ताप विद्युत संयंत्रों, और 880 मेगावाट नाभिकीय परियोजनाओं से बिजली शामिल है, क्षेत्र-वार ब्यौरा है - 11,909 मेगावाट केन्द्रीय क्षेत्र, 10,748 मेगावाट राज्य क्षेत्र और 17588 मेगावाट निजी क्षेत्र से क्षमता वृद्धि। 1991 के बाद विद्युत क्षेत्र में शुरू किये गये सुधारों के कारण भारी प्रत्याशाओं की वजह से लक्ष्य की अत्यधिक हिस्सेदारी निजी क्षेत्र को दी गयी थी।

### 1.3.4 9वीं योजना के दौरान क्षमता संवर्धन में वास्तविक वृद्धि

9वीं योजना के दौरान 40,245 मेगावाट के इस लक्ष्य की तुलना में क्षमता संवर्धन में वास्तविक उपलब्धि 19,119 मेगावाट की हुई। इसमें पन बिजली संयंत्र से 4,538 मेगावाट, ताप विद्युत संयंत्र से 13,701 मेगावाट और नाभिकीय परियोजनाओं से 880 मेगावाट क्षमता संवर्धन शामिल है। 9वीं योजना के दौरान वास्तविक क्षमता संवर्धन का क्षेत्र-वार और किस्म-वार ब्यौरा सारणी 1.4 में दिया गया है।

सारणी 1.4

(आंकड़े मेगावाट में)

9वीं योजना के दौरान वास्तविक क्षमता संवर्धन का सारांश						
	जल	ताप			न्यूक्लीयर	कुल
		कोयला/लिग्नाइट डीजल	गैस	कुल		
केन्द्रीय	540.0	2,130	954	3,084	880	4,504
राज्य	3,912	5,189	252	5,441	0	9,353
निजी	86.0	1,711	3465	5,176	0	5,262
कुल	4,538	9,030	4,671	13,701	880	19,119
स्रोत: केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण						

यह नोट किया जाता है कि 9वीं योजना के दौरान राज्य क्षेत्र में क्षमता संवर्धन निर्धारित क्षमता लक्ष्य से 87% अधिक हुआ है, जबकि निजी और केन्द्रीय क्षेत्र में क्षमता संवर्धन उनके अपने निर्धारित लक्ष्य का क्रमशः 30% और 38% तक हुआ है। निलंबन लेख और वित्तीय पूर्तिभूति की अनुपलब्धता के कारण विलंबित वित्तीय संवृत्ति की वजह से निजी क्षेत्र की परियोजना के लिए क्षमता संवर्धन लक्ष्य को खिसका कर आगे बढ़ाया गया। पन बिजली परियोजनाओं के संबंध में पुनर्वास, पुनः स्थापना, कानून और व्यवस्था संबंधी समस्याओं और अंतःराज्य विवादों के कारण भी 9वीं योजना में क्षमता संवर्धन लक्ष्य को आगे खिसकाया गया।

## 1.4 विद्युत अधिनियम, 2003

- 1.4.1 विद्युत अधिनियम, जो 10 जून, 2003 से अस्तित्व में आया है, में एक ऐसे सक्षम ढांचे की परिकल्पना की गयी है, जो विद्युत क्षेत्र के विकास में पारदर्शिता और प्रतिस्पर्धा बढ़ाने और उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा करने में सहायक हो। विद्युत उत्पादन, इसमें पन बिजली शामिल नहीं है, को लाइसेंसमुक्त कर दिया है। यद्यपि, पन बिजली उत्पादन की स्कीमों में भारी पूंजीगत व्यय अन्तर्ग्रस्त होने का अनुमान लगाया गया है, जो केन्द्र सरकार द्वारा समय-समय पर

विद्युत अधिनियम, 2003 द्वारा विद्युत उत्पादन, इसमें पन बिजली शामिल नहीं है, को लाइसेंस मुक्त कर दिया गया है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार राष्ट्रीय विद्युत योजना प्रकाशित की जानी है।

जारी अधिसूचना में निर्धारित राशि से अधिक नहीं हो सकती। इसके लिए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण की सहमति लेने की आवश्यकता नहीं होगी। पारेषण से विद्युत व्यापार को एक स्पष्ट कार्यकलाप के रूप में मान्यता दी गयी है। विद्युत अधिनियम, ग्रामीण क्षेत्रों में विद्युत विकास के लिए विशिष्ट वितरण की भी व्यवस्था प्रदान करता है। सहकारी समितियों और फ्रेंचाइजी व्यवस्था के माध्यम से ग्रामीण वितरण जैसी अवधारणा की परिकल्पना इसलिए की जा रही है कि इससे इन क्षेत्रों को विश्वसनीय और बेहतर गुणवत्ता की विद्युत आपूर्ति में सुधार हो सके। अधिनियम में प्रारंभ से ही पारेषण में खुली अभिगम्यता तथा वितरण में चरणबद्ध तरीके की व्यवस्था है। बिजली चोरी रोकने के कानून को प्रत्येक अपराध की स्पष्ट व्याख्या करते हुए दण्ड सहित सख्त बना दिया गया है जिससे बिजली चोरी और दुरुपयोग का मामला एक सामाजिक बुराई के रूप में उभर कर आये।

- 1.4.2 विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 3 (4) के अनुसार केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुपालन में राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करेगा और ऐसी योजना 5 वर्षों में एक बार अधिसूचित करेगा। मसौदा योजना प्रकाशित करनी होगी और लाइसेंसधारकों, उत्पादन करने वाली कम्पनियों तथा जनता से निर्धारित समय के भीतर उनपर सुझाव और आपत्तियां मांगी जाएंगी। केन्द्र सरकार का अनुमोदन प्राप्त करने के पश्चात ही योजना अधिसूचित की जाएगी। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार योजना का पुनरीक्षण अथवा उसे संशोधित कर सकता है।

## 1.5 विद्युति आयोजना

- 1.5.1 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) मूलरूप से बिजली (आपूर्ति) अधिनियम 1948 की धारा 3 के अधीन स्थापित किया गया है और इसे विद्युत अधिनियम, 2003 के अधीन जो कार्य और कर्तव्य उसे सौंपे गये हैं, का निष्पादन जारी रखना होगा। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण देश में विद्युत क्षेत्र की समग्र आयोजना एवं विकास के लिए जिम्मेवार है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विद्युत उत्पादन, पारेषण, वितरण, व्यापार और उपयोग से संबंधित मामलों में केन्द्र सरकार को सहायता और सलाह देने वाला एक तकनीकी संगठन है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को केन्द्र और राज्य नियामक आयोगों, राज्य सरकारों, लाइसेंसधारकों, उत्पादन करने वाली कम्पनियों को किसी मामले जिसपर परामर्श मांगा गया हो अथवा

किसी मामले पर, जो विद्युत प्रणाली का कुशलतापूर्वक प्रचालन करने में उन्हें सक्षम बनाये, सलाह देने की जिम्मेदारी भी सौंपी गयी है। विद्युत अधिनियम, 2003

**केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विद्युत क्षेत्र की समग्र आयोजना व विकास के लिए जिम्मेवार है।**

के अनुसार केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को सौंपे गये कतिपय अन्य कार्यों में ये कार्य शामिल हैं :- विद्युत संयंत्रों के निर्माण के लिए तकनीकी मानकों का विनिर्देशन करना; विद्युत संयंत्रों व लाइनों के निर्माण, प्रचालन और अनुरक्षण के लिए सुरक्षा आवश्यकताओं का निर्धारण; पारेषण और बिजली की आपूर्ति के लिए मीटरों की संस्थापना हेतु शर्तों का निर्धारण।

- 1.5.2 उत्पादन और पारेषण प्रणाली के संबंध में योजना तैयार करने का कार्य केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के अत्यंत महत्वपूर्ण कार्यों में से एक बदस्तूर जारी है। काफी वर्षों से केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा आयोजना कार्य में यथेष्ट विशेषज्ञता विकसित की जा चुकी है। इस प्रयोजनार्थ केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अत्याधुनिक आयोजना संबंधी साफ्टवेयर पैकेज अधिग्रहीत किये गये हैं। आयोजना के प्रयोजनार्थ विस्तृत डाटाबेज़ समेकित किये गये हैं और उन्हें नियमित रूप से अद्यतन किया जाता है। आईबी मुख्यालयों में क्षेत्रीय-स्तर की बैठकों का आयोजन किया गया जिनमें क्षेत्रीय एवं राष्ट्रीय महत्व के उभर रहे मुद्दों की ओर देश में विद्युत उत्पादन और पारेषण सेवा प्रदान करने वाली संस्थाओं का ध्यान आकर्षित किया गया था। क्षेत्रीय संघटकों और सीपीएसयू के वरिष्ठ प्रतिनिधियों ने इन बैठकों में सक्रिय रूप से भाग लिया। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के अधिकारियों के दल ने भी विभिन्न राज्यों का दौरा किया और विद्युत निकायों के साथ विस्तृत विचार-विमर्श किया। पारस्परिक सह क्रियाओं के आधार पर 10वीं, 11वीं और 12वीं योजना अवधियों के दौरान के लाभों हेतु इस राष्ट्रीय विद्युत नीति में शामिल करने हेतु एक अधिकतम उत्पादन योजना विकसित करने को ध्यान में रखते हुए विचार की जाने वाली संभावित परियोजनाओं के संबंध में आंकड़ों का संकलन, विश्लेषण और अध्ययन किया गया था।

## 1.6 राष्ट्रीय विद्युत योजना

- 1.6.1 विद्युत विकास के लिए दीर्घकालिक उत्पादन योजना की आवश्यकता पहचान ली गयी है। मौजूदा भारतीय संदर्भ में इसे विशेष महत्व इसलिए दिया जाता है कि बिजली की मांग तेज गति से बढ़ रही है और विद्युत उत्पादन लाइसेंसमुक्त कर दिया गया है। विद्युत विकास कार्यक्रमों के कार्यान्वयन में कुछ संसाधन और अवसररचना संबंधी अवरोधों का सामना किया जा रहा है। इसके अलावा विद्युत स्कीमें अत्यधिक पूंजी लागत वाली होती हैं, इनके निर्माण में लम्बी अवधि अंतर्ग्रस्त होती है और कई अन्य अवसररचनात्मक क्षेत्रों जैसे सीमेंट, इस्पात, परिवहन, गैस और कोयला क्षेत्रों, इन सभी में लम्बी अवधि वाली जेस्टेशन स्कीमें अंतर्ग्रस्त हैं, के साथ बहुत निकट सहयोग अपेक्षित है।
- 1.6.2 उपर्युक्त और इस तथ्य को स्वीकारते हुए कि विद्युत आयोजना एक गतिशील प्रक्रिया है, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण 10 से 15 वर्षों की अवधि को कवर करते हुए संदर्शी राष्ट्रीय विद्युत योजनाएं तैयार करने और समय-समय पर इन योजनाओं की पुनरीक्षा करने तथा इन्हें अद्यतन बनाने पर विशेष ध्यान देता आ रहा है। अभी तक पांच संदर्शी विद्युत योजना के दस्तावेज प्रकाशित किये गये हैं पहला 1983 में 1995 तक की अवधि के लिए, दूसरा 1987 में वर्ष 2000 तक की अवधि के लिए, तीसरा 1991 में 2007 तक की अवधि के लिए और चौथा मार्च, 1997 में 2012 तक की अवधि के लिए। पांचवी राष्ट्रीय

विद्युत योजना 16वीं ईपीएस मांग को ध्यान में रखते हुए तथा 2012 तक की स्कीमों का विस्तृत ब्यौरा कवर करते हुए 2001 में प्रकाशित की गयी थी। तब से विद्युत क्षेत्र में अनेक विकास कार्य सम्पन्न हुए और विद्युत अधिनियम, 2003 से नई प्रत्याशाएं खुली हैं। आधारिक संरचनात्मक परिवर्तन जो विद्युत आपूर्ति उद्योग में कार्यान्वित किये जा रहे हैं, का भी विद्युत प्रणाली आयोजना की अवधारणा और प्रक्रियाओं के संबंध में महत्वपूर्ण स्थान है। यह राष्ट्रीय विद्युत योजना इन विकास कार्यों को ध्यान में रखकर तथा विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए ब्ल्यू प्रिंट भी प्रदान करने के लिए तैयार की गयी है।

- 1.6.3 विद्युत अधिनियम 2003 में राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा पांच वर्षों में एक बार राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने और अधिसूचना जारी करने की व्यवस्था है। यह योजना विद्युत क्षेत्र के इष्टतम विकास की दिशा में रोड मैप के रूप में कार्य करेगी। यह एक समन्वित संसाधन आयोजना की विचारधारा पर आधारित होगी जिससे किये गये पूंजी निवेश सहित संसाधनों का इष्टतम उपयोग किया जा सके। यह योजना अत्याधुनिक आयोजना साफ्टवेयर माडलों,, जिनमें ईंधन के परिवहन बनाम विद्युत पारेषण को ध्यान में रखते हुए नियतिवादिक अनुरूपण तकनीक के साथ-साथ विद्युत संयंत्रों के अवस्थापन के संबंध में योजनाओं को तैयार करने की क्षमता हो,, का उपयोग करके किये गये विस्तृत अध्ययन के परिणामस्वरूप विकसित की जा रही है। नीति के अनुसार इस योजना में योजना के लिए लक्ष्यगत परियोजनाओं की प्रमुख विशेषताओं सहित विस्तृत रूप से चल रही योजना के साथ-साथ पहले ही चालू की गयी परियोजनाओं और 10वीं योजना की शेष अवधि के दौरान चालू की जाने वाली संभावित परियोजनाएं शामिल हैं। योजना में 11वीं योजना के दौरान की क्षमता संवर्धन आवश्यकता को

**यह योजना विद्युत क्षेत्र के सर्वोत्तम विकास की दिशा में रोड मैप का काम करेगी-विस्तृत 10वीं योजना और 11वीं योजना तथा 12वीं संदर्शी योजनाएं**

भी शामिल किया गया है। 12वीं योजना के लिए संभावित परिदृश्यों की संख्या के साथ संदर्शी योजना भी इस राष्ट्रीय विद्युत योजना में कवर की गयी है। अन्य महत्वपूर्ण पहलुओं जैसे ग्रामीण विद्युतीकरण, उत्पादन स्रोतों और प्रौद्योगिकियों, ऊर्जा संरक्षण और डिमांड साइड मैनेजमेंट उपाय, ऊर्जा सुरक्षा विद्युत विकास, के पर्यावरणीय पहलू गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोत, नवीकरण और आधुनिकीकरण, मानव संसाधन विकास, निजी विद्युत उपस्कर सहित प्रमुख आदानों की आवश्यकता को भी इस योजना में शामिल किया गया है। सहचारी पारेषण सुविधाओं और संबंधित पहलुओं को राष्ट्रीय विद्युत योजना के पृथक खण्ड में शामिल किया जाएगा।

- 1.6.4 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा नवम्बर, 2004 में राष्ट्रीय विद्युत योजना का मसौदा तैयार किया गया था और सभी पणधारियों को परिचालित करने के साथ-साथ 15 मार्च, 2005 तक टिप्पणियां प्राप्त करने के लिए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण की वेबसाइट पर डाल दिया गया था, बाद में इसकी तिथि बढ़ाकर 15 अप्रैल, 2005 कर दिया गया। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को राष्ट्रीय विद्युत योजना के मसौदे पर विभिन्न नियामक आयोगों, केन्द्रीय क्षेत्रों और राज्य की जनोपयोगी सेवा संस्थाओं से टिप्पणियां प्राप्त हुईं। अनेक सेवा संस्थाओं ने कतिपय परियोजनाओं के चालू होने की समय-अनुसूची में परिवर्तन करने का सुझाव दिया है। कुछ जनोपयोगी सेवा संस्थाओं ने 10वीं और 11वीं व 12 वीं योजनाओं के दौरान चालू की जाने वाली परियोजनाओं की सूची प्रस्तुत की है। राष्ट्रीय विद्युत योजना को अन्तिम रूप देते समय इन टिप्पणियों पर विचार किया गया। कतिपय टिप्पणियां जो पारेषण से संबद्ध हैं और उनसे

संबंधित पहलुओं को पारेषण पहलुओं के साथ शामिल करते हुए राष्ट्रीय विद्युत योजना के खण्ड-II में उपयुक्त ढंग से सम्मिलित किया जाएगा। प्राप्त हुई प्रमुख टिप्पणियों का सार परिशिष्ट 1.2 में संलग्न है। योजना को अंतिम रूप देते समय इन टिप्पणियों पर विचार किया गया है। सरकार द्वारा यह योजना 12 जनवरी, 2007 को कतिपय शर्तों सहित अनुमोदित कर दी गयी। इन शर्तों का अनुपालन किया गया है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तैयार की गयी तथा केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित इस योजना का उपयोग भावी उत्पादन करने वाली कम्पनियां, पारेषण संबंधी जनोपयोगी सेवा संस्थाएं और पारेषण/वितरण संबंधी लाइसेंसधारक संदर्भ दस्तावेज के रूप में कर सकते हैं।

\*\*\*\*\*

## परिशिष्ट - 1.1

विश्व के विभिन्न देशों में बिजली की वार्षिक प्रति व्यक्ति खपत और कार्बन डाइऑक्साइड के उत्सर्जन का ब्यौरा

बिजली की खपत (2001)	वार्षिक प्रति व्यक्ति	कार्बन डाइऑक्साइड उत्सर्जन		
		प्रति व्यक्ति (मीटरी टन)		
देश		केडब्ल्यूएच	1980	1999
आइसलैण्ड		26143	7.4	10.8
कनाडा		15661	17.1	14.4
संयुक्त अरब अमीरात		14125	34.8	31.3
संयुक्त राज्य अमेरिका		12406	20.4	19.7
ऑस्ट्रेलिया		9345	13.8	18.2
जापान		7579	7.9	9.1
फ्रांस		6900	9.0	6.1
ताइवान		6215		
सिंगापुर		6151	12.5	13.7
ब्रिटेन		5759	10.3	9.2
साउथ कोरिया		5597	3.3	8.4
रूस		5348		9.8
हांगकांग		5020	3.2	6.2
सऊदी अरब		4684	14.0	11.7
मलेशिया		2749	2.0	5.4
ब्राजील		1845	1.5	1.8
मेक्सिको		1780	3.7	3.9
ईरान		1698		
चीन		1019	1.5	2.3
भारत		474	0.5	1.1
पाकिस्तान		413	0.4	0.7
भूटान		177		0.5
श्रीलंका		300	0.2	0.5



परिशिष्ट 1.2

9 का पृष्ठ 1

## राष्ट्रीय विद्युत योजना के संबंध में पणधारियों की प्रमुख टिप्पणियां

## 1. राजस्थान विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	2005-06 के लिए ऊर्जा आवश्यकता और पीक लोक को दर्शाया जाए।
2	परिशिष्ट 9.8 के शीर्षक और विषय सूची में लाभ सदृश होंगे।

## 2. केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	प्रशुल्क आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के लिए उपयुक्त विशिष्ट परियोजनाओं के संभावित स्थल अभिज्ञात हों।
2	अधिकतम मांग के लिए रक्षित उत्पादन के योगदान को नहीं दर्शाया गया।
3	गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों का योगदान नहीं दर्शाया गया।
4	एलओएलपी के संबंध में समुन्नत संयंत्र उपलब्धता के प्रभाव के उल्लेख के संबंध में चर्चा नहीं है।
5	अधिकतम बिजली की मांग को पूरा करने के लिए पूर्ण रूप से आरओआर पन बिजली परियोजनाओं के सदृश स्टोरेज/पॉन्डेज किस्म की पन बिजली परियोजनाओं को प्रोत्साहित किया जाए।

## 3. तमिलनाडु विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	नीति के अनुसार पारेषण प्रणाली के लिए पूर्वानुमान दिया जाए।
2	वितरण नेटवर्क स्तर तक की पारेषण क्षतियों के वोल्टेज-वार मानदंडों को शामिल किया जाए और उपलब्धियों के लिए लक्ष्य निर्धारित किये जाएं।
3	प्रत्येक राज्य में लम्बित आवेदनों के आधार पर कृषि मांग, अनुमानित लोड और संभावित वृद्धि का ब्यौरा तैयार करने की आवश्यकता पर विचार किया जाए।
4	गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से क्षमता संवर्धन को योजना में शामिल किया जाए।
5	लाइसेंसधारक प्रशिक्षण नीति के साथ आये।
6	9,00,000 करोड़ रुपये के अपेक्षित पूंजी-निवेश का क्षेत्र-वार ब्यौरा दिया जाए।
7	ऊर्जा संरक्षण की उपलब्धि के लिए संस्थानिक ढांचा होने की आवश्यकता।

## 4. असम विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	जल विज्ञान, जलाशय क्षमता और आर्थिक व्यवहार्यता को ध्यान में रखते हुए जल संसाधनों का इष्टतमीकरण अपेक्षित है।
2	आरओआर जल परियोजनाओं की तुलना में जल परियोजनाओं पर आधारित स्टोरेज जलाशय को प्राथमिकता दी जाए क्योंकि अकाल के मौसम के दौरान यह इष्टतम बिजली उत्पादन करने में फेल हो जाता है।

## परिशिष्ट 1.2

## 9 का पृष्ठ 2

## 5. पावर ग्रिड कारपोरेशन लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	दीर्घकालिक विद्युत अन्तरण आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए पारेषण नेटवर्क का विकास शुरू किया जाना है।
2	उत्पादन विस्तार और पारेषण सिस्टम की आवश्यकता के अनुरूप तथा इसका अधिकतम उपयोग दोनों पर विचार करते हुए विद्युत सिस्टम की समन्वित आयोजना निष्पादित की जाए।

## 6. उड़ीसा जल-विद्युत पावर कारपोरेशन लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	आर एण्ड एम हाईड्रो प्रोजेक्ट्स की सूची के संबंध में परिशिष्ट 6.6, 6.7 और 6.8 में सुझायी गयी छोटी-छोटी शुद्धियां

## 7. न्यूक्लीयर पावर कारपोरेशन ऑफ इंडिया लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	10वीं योजना में कुडनकुलम-1 (1000 एमडब्ल्यूई) और आरएपीपी-5 (220 एमडब्ल्यूई) बेहतर प्रयास के मामले हैं, उन्हें 10वीं योजना में 1300 एमडब्ल्यूई के लक्ष्य में शामिल न किया जाए।
2	जैसाकि उत्तरी क्षेत्र (700 एमडब्ल्यूई) और पश्चिमी क्षेत्र (2000 एमडब्ल्यूई) के संबंध में उल्लेख किया गया है, भावी नाभिकीय विद्युत केन्द्रों के लिए विशेष रूप से स्थलों को न दर्शाया जाए।

## 8. पीटीसी इंडिया लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	मांग का पूर्वानुमान 17वीं ईपीएस के अद्यतन डाटा के आधार पर होगा
2	नीति बिजली बाजार के विकास की केन्द्रीयता को महत्व दे। इसे योजना में शामिल करने की आवश्यकता है।

## 9. डब्ल्यूएपीसीओएस (ii) लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	विहंगम दृष्टि परिदृश्य में 50000 मेगावाट संबंधी पहल को पृथक पैराग्राफ में शामिल किया जाए।

## 10. बीबीएमबी

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	पन बिजली केन्द्रों के आरएण्डएम के संबंध में कुछ शुद्धियां सुझायी गयी हैं।

## 11. नर्मदा घाटी विकास प्राधिकरण, भोपाल

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	विभिन्न पन बिजली परियोजनाओं की वर्तमान स्थिति विचारार्थ भेजी गयी

## 12. दामोदर घाटी निगम

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	10वीं योजना के दौरान चालू की जाने वाली परियोजनाओं की सूची और परियोजनाओं के आरएण्डएम के बारे में कतिपय शुद्धियां सुझायी गयी हैं।

## 13. नेवली लिग्नाइट कारपोरेशन लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास तथा तापीय प्रौद्योगिकी के बारे में कुछ सुझाव।
2	लिग्नाइट का औसत कैलोरिक वैल्यू 2800 के.कैल०/कि.ग्रा. से घटाकर 2625 के कैल/किलो.ग्राम. करना होगा। लिग्नाइट का मूल्य 850.00 प्रति टन के स्थान पर 1123.00 प्रति टन होगा।

## 14. भारत हैवी इलैक्ट्रिकल लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	उत्पादन यूनिटों के लिए यथाशीघ्र आर्डर प्रस्तुत करने की आवश्यकता है।
2	केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा गठित समिति द्वारा दिये गये सुझाव के अनुसार न्यूनतम 8-10 अदद अर्थात् 800-1000 मेगावाट क्षमता की भारी आकार की यूनिटों के लिए आर्डर देने की जरूरत है।

## 15. मध्यप्रदेश राज्य विद्युत बोर्ड, जबलपुर

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	कुछ आर एण्ड एम स्कीमों में सुझाये गये परिशोधन
2	मध्य प्रदेश के विद्युत केन्द्रों को आरएण्डडी विकास के अधीन निष्पादन सुधार के लिए कवर करना
3	210 मेगावाट की यूनिटों के लिए अनुषंगी विद्युत खपत 9% के स्थान पर 10% स्वीकार्य हो।
4	नामेटिव मशीन हीट रेट का पुनर्निर्धारण यूनिटों की अवस्था पर विचार करके करना होगा।
	भावी उत्पादन और पारेषण योजना में विचारार्थ प्रस्तुत लोड संबंधी पूर्वानुमान

परिशिष्ट 1.2

9 का पृष्ठ 4

## 16. जहाजरांनी सड़क परिवहन एवं राजमार्ग मंत्रालय

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	निर्माण चरण के दौरान प्रमुख निविष्टि सामग्रियों नामतः इस्पात, सीमेन्ट के लिए परिवहन योजना और बाद में पर्यावरण अनुकूलक तरीकों जैसे आई डब्ल्यू टी तथा तटवर्ती शिपिंग से फ्लाई ऐश का निपटान योजना से शामिल किया जाए।

## 17. छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत बोर्ड

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	विभिन्न परियोजनाओं के संबंध में स्थिति/जानकारी प्रस्तुत।

## 18. जयपुर विद्युत वितरण निगम लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	भावी मांग पूर्वानुमान, वाणिज्यिक क्षतियों में कमी के भी संबंध में विचार किया जाना चाहिए।

## 19. राजस्थान राज्य विद्युत प्रसारण निगम लि०

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	क्षमता संवर्धन के अनुरूप पारेषण सिस्टम के लिए मैचिंग आवश्यकता दर्शाने की जरूरत है। क्षेत्र-वार पूंजी-निवेश पारेषण सिस्टम के लिए आवश्यक है। पारेषण सिस्टम के लिए उपयुक्त आर एण्ड एम स्कीमों की आवश्यकता।
2	प्रशिक्षण निदेशों के लिए विस्तृत नोट प्रस्तुत है तथा संसाधनों, प्रशिक्षण नीति, प्रणाली-विज्ञान, जन शक्ति की आवश्यकता इत्यादि विचारार्थ प्रस्तुत।

## 20. कन्फेडरेशन ऑफ इण्डियन इंडस्ट्री (सीआईआई)

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	योजना दस्तावेज में परिलक्षित लक्ष्यों और तिथि खिसकाने के कारणों तथा पूर्ववर्ती योजनाओं की उपलब्धियों का पारदर्शितापूर्वक उल्लेख हो।
2	योजना दस्तावेज में आईएससीसी प्रौद्योगिकियों का बार-बार उल्लेख पाया गया है जिसका वास्तविक आधार पर न तो कार्यान्वयन हुआ और न कोई प्रगति की उपलब्धि हुई।
3	पारेषण आयोजना का कोई उल्लेख नहीं।
4	16वीं ईपीएस में अंतर्ग्रस्त पूर्वानुमान तकनीकों तथा मांग पूर्वानुमान जिनका अधिआकलन किया गया था, के संबंध में अननुमोदन।

## परिशिष्ट 1.2

9 का पृष्ठ 5

## 21. श्री जी० वीर महेन्द्र, वरि० प्रबंधक, एनटीपीसी, सिकन्दराबाद

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	उत्पादन करने वाली क्षमता, जिसके उत्पादन करने के लिए उपयोगी मियाद पूरी हो गयी है, को सेवा से हटाने के बारे में अध्ययन।
2	मौजूदा रक्षित क्षमताएं और उनकी बिजली की खपत को योजना में सम्मिलित न करना।
3	सीजीईएस की सीमाबद्धता की वजह से पारेषण माडलिंग के संबंध में योजना निष्क्रिय है।
4	योजना में आशातीत एवं उत्कृष्ट क्रम वाले उत्पादन को ध्यान में रखते हुए ईंधन विकास के संभावित पोर्ट फोलियो पर विचार किया जाए।
5	किसी संभाव्य योजना पर कोई चर्चा नहीं।
6	ऊर्जा संरक्षण के कारण मांग में 5% तक की कमी पर विचार नहीं किया गया।
7	एबीटी के प्रभाव पर विचार करना तथा वास्तविक मांग प्रक्षेपणों पर विचार करते हुए 16वीं ईपीएस मांग प्रक्षेपणों में अपेक्षित समायोजन।
8	अन्तरराष्ट्रीय ईंधन मूल्यों में घटबढ़ होने की वजह से ईंधन मूल्यों पर पड़ने वाले प्रभाव को योजना में शामिल किया जाए।
9	व्यापार प्रत्याशा, विपणन विकास पहलू और पड़ोसी देशों से बिजली के आयात को योजना में शामिल नहीं किया गया है।

## 22. गुजरात विद्युत बोर्ड

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	नवीनीय व आधुनिकीकरण स्कीमों की स्थिति प्रस्तुत।
2	विभिन्न 10वीं और 11वीं योजना परियोजनाओं की स्थिति और चालू करने की समय अनुसूची प्रस्तुत।

## 23. कर्नाटक विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	आवश्यक मैचिंग पारेषण व वितरण प्रणाली सृजित करने की समन्वित सोच।
2	विभिन्न वित्त पोषक अभिकरणों से प्राप्त वचनबद्धता को योजना में शामिल किया जाय।
3	टीएण्डसी क्षतियों का आकलन और ऐसी क्षतियों को कम करने के लिए कार्रवाई ऐसी क्षतियों को कम करने के लिए अपेक्षित निवेश।
4	प्रत्येक राज्य की योजना का सारांश पृथक रूप से प्रदान किया जाएगा।
5	कर्नाटक में भारी रक्षित क्षमता उपलब्ध है जिसका उपयोग करने की जरूरत है। यह स्पष्ट नहीं है कि कर्नाटक की अधिकतम मांग का अनुमान लगाते समय 85% की उपलब्धता और 5% की आरक्षित सीमांत उपलब्धता पर विचार किया गया।
6	त्वरित गति से ग्रामीण विद्युतीकरण और घरेलू आधुनिकीकरण के कारण 16ईपीएस के लिए आवेदित सुधारों का राज्य-वार ब्यौरा उपलब्ध नहीं है।
7	10वीं और 11वीं योजना क्षमता संवर्धन के संबंध में कुछ टिप्पणियां।
8	ऊर्जा संरक्षण के माध्यम से 11वीं योजना के अंत में ऊर्जा बचत की संभाव्यता का राज्य-वार ब्यौरा।
9	जनोपयोगी सेवा संस्थाओं की वित्तीय वहनीयता को योजना से संबद्ध किया जाए।

परिशिष्ट 1.2

9 का पृष्ठ 6

## 24. हरियाणा विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	2003-04 तक के वास्तविक आंकड़ों को ध्यान में रखते हुए मांग को अद्यतन करना।
2	उद्योगों द्वारा रक्षित विद्युत संयंत्रों, जिन्हें ग्रिड की आपूर्ति पर निर्भर रहना होगा, की स्थापना करने से भारांश की प्रत्याशित वृद्धि घट सकती है।
3	गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों से अंशदान को ध्यान में रखते हुए पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों की आवश्यकता घट सकती है।

## 25. केन्द्रीय जल आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	बहुउद्देशीय परियोजनाओं के विकास को बढ़ावा दिया जाना चाहिए।
2	जल क्षेत्र में ऊर्जा संरक्षण, डीएसएम, दक्षता सुधार और ऊर्जा लेखा परीक्षा इत्यादि करना भी आवश्यक है क्योंकि 26% ऊर्जा कृषि क्षेत्र में प्रयोग में लायी जाती है।
3	25% से 35-40% तक जल ताप मिश्र में सुधार करने की आवश्यकता है।
4	फ्लाई ऐश के निपटान में पर्यावरण, विशेष रूप से जल निकायों को कोई खतरा न हो। फ्लाई-ऐश को तर करके निपटाने के तरीके से बचना चाहिए, क्योंकि इससे जल प्रदूषण उत्पन्न होगा। फ्लाई ऐश का उपयोग जल संसाधन निर्माण में किये जाने को प्रोत्साहन देने की आवश्यकता है।

## 26. उड़ीसा सरकार

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	चूंकि ताप परियोजनाओं का विकास प्राकृतिक संसाधनों के समाप्तिकरण से सम्बद्ध है, इसलिए राज्य को परिवर्तनीय मूल्य + प्रोत्साहन दर पर 85% पीएलएफ से अधिक उत्पादित बिजली प्रदान करके उपयुक्त क्षतिपूर्ति दी जानी चाहिए।

## परिशिष्ट 1.2

## 9 का पृष्ठ 7

## 27. प्रयास,, पुणे (ऊर्जा समूह)

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	एनईपी ऊर्जा सुरक्षा, क्षमता संवर्धन जैसे मुद्दों का समाधान न्यूक्लीयर और एससीएडीए प्रणाली इत्यादि के माध्यम से करे।
2	उत्पादन आयोजना संबंधी निर्णय केवल पर्याप्त उत्पादन क्षमता बढ़ाने के विचार से न लिया जाए बल्कि इसके लिए प्रशुल्क संघट्टन भी प्रमुख पैरामीटर होता है। वर्धित उत्पादन की वजह से अतिरिक्त विद्युत बिक्री के प्रशुल्क की योजना में स्पष्ट रूप से व्याख्या की जानी चाहिए। राष्ट्रीय विद्युत योजना में अंतर्निहित पूंजी अथवा अंतर्ग्रस्त वार्षिक राजकोषीय सहायता का स्पष्ट उल्लेख होना चाहिए। योजना में एलओएलपी पूर्वानुमान के संबंध में प्रशुल्क की संवेदनशीलता स्पष्ट की जानी चाहिए।
3	अनुमानित और वास्तविक अधिकतम कमी में बहुत अंतर था, अतः इसका विश्लेषण किया जाना चाहिए।
4	<b>मांग पूर्वानुमान</b> इकोनोमेट्रिक प्रतिमान में पूर्वानुमानित मूल्य सापेक्षता (बिजली के संबंध में जीडीपी) बहुत आधिक प्रतीत होती है। सह-उत्पादन के लिए गैस का उपयोग करने और गैस ग्रिड का विकास अथवा पानी गर्म करने के लिए (बिजली से गैस तक) घरेलू कार्य में ईंधन स्विचन में पारेषण योजना सहित योजना के लिए भारी संभावित क्षमता है। इन संभावित प्रभावों का आकलन किया जाना चाहिए। राष्ट्रीय विद्युत योजना में कृषि पम्पों के लिए आपूर्ति के पूर्वानुमानित समयों और ऐसे प्रमुख पूर्वानुमानों का उल्लेख हो राष्ट्रीय विद्युत योजना में यह उल्लेख होना चाहिए कि मांग का अनुमान लगाते समय लोड शेडिंग के लिए कितने शोधन किये गये। राष्ट्रीय विद्युत योजना में उल्लेख है कि घरेलू आधुनिकीकरण में ऊर्जा की आवश्यकता घरेलू खपत की प्रत्याशित वृद्धि के अतिरिक्त 39000 एमयू बढ़ जाएगी। यह कुछ अधिक प्रतीत होती है, क्योंकि आधारिक पूर्वानुमान में घरेलू कार्यों की बढ़ रही ऊर्जा खपत संबंधी मानदण्डों को शामिल किया जाता है।
5	आईएसपीएलएन की तुलना में ईएलएफआईएन और कुछ अन्य मानक माडलों के अनेक लाभ हैं। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण को वैकल्पिक योजना मॉडलों का मूल्यांकन करना है।

## 28. शंकर शर्मा, मैसूर

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	ऊर्जा संरक्षण और डीएसएम उपाय वैकल्पिक नहीं हैं, बल्कि ये विकास के आवश्यक हिस्से हैं।
2	पर्यावरण संबंधी प्रभाव पर विचार किया जाए।
3	न्यूक्लीयर पावर बढ़ाने की आवश्यकता है।
4	सौर विद्युत विकास पर जोर नहीं दिया गया है। सौर विद्युत प्रौद्योगिकी की आवश्यकता
5	अनुसांधान और विकास - कार्यान्वयन की विशिष्ट कार्य योजना हो।
6	नवीनीय और आधुनिकीकरण योजनाएं - सभी विद्युत केन्द्रों, एस/एस, लाइनों और कवर किये हुए केबलों में सुनिश्चित हो।
7	योजना में ईसी और डीएसएम के कार्यान्वयन के उपाय शामिल हों। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों की आयोजना, कार्यान्वयन और मॉनिटरिंग में सक्रिय भूमिका अदा करे।

परिशिष्ट 1.2

9 का पृष्ठ 8

## 29. एनटीपीसी

क्रम सं०	टिप्पणियाँ
1	कोयले की आवश्यकता प्रक्षेपित 2011-12 और उपलब्धता के बीच अन्तर
2	16वीं ईपीएस के आंकड़ों और वास्तविक मांग के आंकड़ों में भारी भिन्नता। 17वीं ईपीएस के आंकड़ों अथवा 2004-05 तक के आगामी उत्कृष्ट वास्तविक आंकड़ों और उसके बाद पूर्वानुमान को अंगीकार करना।
3	ईंधन परिवहन अवरोधों पर विचार हो।
4	आरएण्डएम एण्ड एलई यूनिटों में सुझाये गये परिशोधन।
5	संयंत्र की क्षतिपय मियाद के पश्चात बढ़ रहे ओ एण्ड एम खर्च को टैरिफ के जरिए आरएण्डएम / एलई की वसूली।
6	अंतः क्षेत्रीय विद्युत प्रवाहों में विसंगतियां योजना में शामिल न हों।
7	सीईआरसी द्वारा यथा अधिसूचित मानदण्डों का अंगीकार करना।
8	ईंधन परिवहन अवरोधों पर विचार नहीं किया गया।
9	उत्पादन इकाइयों को सेवा से हटाने पर पर विचार नहीं किया गया।
10	विश्वसनीयता इन्डिसेस तैयार करने के लिए ईजीईएस माडल पारेषण प्रणाली का कारक नहीं होता है।
11	भारांश अवधि मोड़, क्षेत्र विशिष्ट एवम मौसम विशिष्ट होता है।

## 30. हरियाणा विद्युत प्रसारण निगम

क्रम सं०	टिप्पणियाँ
1	कुछ परियोजनाओं की स्थापित क्षमता,, चालू करने की तारीख में कुछ परिवर्तन करने का सुझाव दिया गया है।

## 31. उत्तर प्रदेश विद्युत नियामक आयोग

क्रम सं०	टिप्पणियाँ
1	तकनीकी और वाणिज्यिक क्षतियों में कमी के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए भारांश पूर्वानुमान का परिशोधन।
2	वितरण नेटवर्क में प्रौद्योगिकीय विकास हेतु विशिष्ट संस्तुतियां देने की आवश्यकता
3	जब रक्षित संयंत्रों को ग्रिड में बिजली देने की अनुमति दी जाती है तो लो-फ्रीक्वेंसी का रेंज विनिर्दिष्ट करना
4	एलओएलपी, ईएनएस और टीएण्डडी क्षतियों की कमी के बेंचमार्क को योजना में शामिल किया जाए।
5	ऊर्जा के अभिनवीकरणीय स्रोतों को प्रोत्साहन देने के साधनों के बारे में सुझाव देना तथा कार्यकुशलता बढ़ाने और पूंजीगत लागत घटाने के लिए मार्ग-निर्देश



## परिशिष्ट 1.2

## 9 का पृष्ठ 9

## 32. महाराष्ट्र राज्य विद्युत बोर्ड

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	ईपीएस के अनुसार भारांश पूर्वानुमान स्वीकार्य है। तथापि,, ऊर्जा पूर्वानुमान के लिए महाराष्ट्र की 17.10 के स्थान पर 36.69% की टी एण्ड डी क्षति के संबंध में विचार किया जाए।
2	केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के मानदण्डों के बदले में उपलब्धता का अनुमान लगाने के लिए विशिष्ट संयंत्र निष्पादन पर विचार किया जाए।
3	सुझाये गये क्षमता संवर्धन कार्यक्रम में कुछ परिवर्तन। डामोल परियोजना को 10वीं योजना में शामिल किया जाए। क्षमता संवर्धन "न्यूनतम लागत उत्पादन योजना" होनी चाहिए।
4	वित्त पोषण के तरीकों सहित पारेषण और वितरण हेतु पृथक पूंजी निवेश योजनाओं को शामिल करना।
5	राज्य में डीएसएम (भारांश अंतरण से ) के जरिए ऊर्जा में बचत संभव नहीं।
6.	स्रोत आधारित योजना की आवश्यकता।
7.	ग्रामीण विद्युतीकरण भारांश को पूरा करने के लिए गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों के माध्यम से क्षमता संवर्धन पर विचार नहीं किया गया।
8.	स्पिनिंग रिजर्व हेतु क्षमता संवर्धन के लिए पूंजी निवेश पर कोई पर्याप्त लाभ नहीं।

## 33. विद्युत विभाग, पंजाब सरकार

क्रम सं०	टिप्पणियां
1	10वीं और 11वीं योजनाओं हेतु सुझायी गयी कुछ नई परियोजनाएं
2	तकनीकी व वाणिज्यिक क्षतियों के लिए लक्ष्य/बैचमार्क निर्धारित करने की आवश्यकता
3	2012 तक मांग पूरी करने के लिए घाटे वाले राज्यों हेतु विशिष्ट प्रस्ताव दर्शाने की आवश्यकता।
4	विद्युत उत्पादन के लिए प्राकृतिक संसाधनों से वंचित राज्यों को इन राज्यों के लिए गैर-विशिष्ट आधार पर केन्द्र क्षेत्र की नई परियोजनाओं से मुआवजे की आवश्यकता। इन राज्यों में गैस पाइपलाइन बिछानी चाहिए।
5	10वीं योजना के दौरान घाटे की स्थिति के कारण पम्पड स्टोरेज प्रोजेक्ट्स को विलंबित किया जाए।
6.	विद्युत क्षेत्र में ऊर्जा संरक्षण,, डीएसएम और अनुसंधान व विकास के बारे में कुछ सुझाव दिये गये हैं।

## अध्याय - 2

## राष्ट्रीय विद्युत नीति

## 2.0 भूमिका

विद्युत देश के सामाजिक-आर्थिक विकास के प्रमुख संसाधनों में से एक संसाधन है। समूची भारतीय अर्थव्यवस्था प्रतिस्पर्धात्मक दरों पर विश्वसनीय और उत्तम कोटि की बिजली की उपलब्धता पर निर्भर करती है। विद्युत उत्पादन उद्योग अत्यधिक पूंजी सघन क्षेत्र है जिसमें विद्युत उत्पादन की परियोजनाओं की संस्थापना अवधि बहुत लंबी होती है, विशेष तौर पर इसमें लगभग 4 से 5 वर्ष का समय लग जाता है। देश की विद्युत की मांग पूरी करने के लिए बिजली क्षेत्र की इसके मार्ग पर निर्बाध और तीव्र विकास के साथ शुरूआत करने की दृष्टि से विविध प्रकार के अनके मुद्दों का समाधान किए जाने की आवश्यकता है। अतः एक ऐसी सुस्पष्ट राष्ट्रीय विद्युत नीति तैयार करना अत्यावश्यक है जो भारतीय बिजली क्षेत्र को इसके इष्टतम विकास के लिए समुचित दिशा प्रदान करेगी।

## 2.1 कानूनी उपबंध

2.1.1 विद्युत अधिनियम 2003 में एक ऐसे समर्थकारी ढांचे का प्रावधान किया गया है जो इस क्षेत्र का खुले, गैर-भेदमूलक, प्रतिस्पर्धात्मक, बाजार प्रेरित वातावरण में उपभोक्ता के साथ-साथ बिजली आपूर्तिकर्ता के हितों को ध्यान में रखकर और साथ ही ग्रामीण क्षेत्रों सहित सभी क्षेत्रों में विद्युत की आपूर्ति को ध्यान में रखकर विकास करने में सहायक हो।

2.1.2 विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3(1) में यह अनिवार्य शर्त रखी गई है कि केन्द्र सरकार कोयला, प्राकृतिक गैस, नाभिकीय पदार्थों अथवा सामग्री, जल विद्युत और ऊर्जा के नवीकरणीय साधनों जैसे संसाधनों के अधिकतम उपयोग पर आधारित बिजली व्यवस्था के विकास हेतु समय-समय पर राज्य सरकारों तथा केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के परामर्श से राष्ट्रीय विद्युत नीति और प्रशुल्क नीति तैयार करेगी। भारत सरकार ने 12 फरवरी, 2005 को नीति अधिसूचित की है। नीति का उद्देश्य ऊर्जा संसाधनों की उपलब्धता, इन संसाधनों का उपयोग करने के लिए उपलब्ध प्रौद्योगिकी, विभिन्न संसाधनों

**केन्द्र सरकार द्वारा फरवरी 2005 में राष्ट्रीय विद्युत नीति अधिसूचित की गई**

के उपयोग के जरिए इसके उत्पादन में किफायत तथा ऊर्जा की सुरक्षा संबंधी मुद्दों के मद्देनजर बिजली क्षेत्र के त्वरित विकास हेतु दिशा-निर्देश निर्धारित करना, सभी क्षेत्रों को विद्युत की आपूर्ति करना और उपभोक्ताओं तथा अन्य स्टैकहोल्डर्स के हितों की रक्षा करना है। नीति विद्युत अधिनियम के कार्यक्षेत्र के भीतर बिजली क्षेत्र के विकास हेतु दिशा प्रदान करेगी।

2.1.3 अधिनियम की धारा 3(3) केंद्र सरकार को समय-समय पर राष्ट्रीय विद्युत नीति की पुनरीक्षा करने अथवा इसे संशोधित करने का अधिकार प्रदान करती है।

## 2.2 राष्ट्रीय विद्युत नीति के लक्ष्य और उद्देश्य

- विद्युत सुलभता - अगले पांच वर्षों में हर घर में उपलब्धता
- बिजली उपलब्धता - मांग को 2012 तक पूर्ण रूप से पूरा किया जाना है। ऊर्जा तथा अत्यधिक उपयोग के समय होने वाली कमी पर काबू करना है तथा पर्याप्त स्पिनिंग रिजर्व उपलब्ध कराया जाना है।

**अगले 5 वर्षों में सभी को विद्युत सुलभ कराना। मांग को 2012 तक पूर्णरूपेण पूरा करना।**

- विश्वसनीय और विनिर्दिष्ट मानकों की गुणवत्ता वाली बिजली की कुशल तरीके से तथा उचित दरों पर आपूर्ति करना
- 2012 तक प्रति व्यक्ति विद्युत उपलब्धता को 1000 यूनिटों से अधिक तक बढ़ाया जाना है।
- वर्ष 2012 तक 1 यूनिट/घर/दिन का इस जीवन रेखा का उपयोग न्यूनतम करना।
- विद्युत क्षेत्र की वित्तीय स्थिति में परिवर्तन और वाणिज्यिक दृष्टि से व्यवहार्यता लाना।
- उपभोक्ता के हितों की रक्षा करना।

## 2.3 राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करना - नीति में प्रावधान किया जाना

2.3.1 विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3(4) के अनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण से यह अपेक्षा की जाती है कि वह पांच वर्ष में एक बार विद्युत योजना तैयार करे और समय-समय पर उसमें राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार संशोधन करे। यह योजना बिजली क्षेत्र के इष्टतम विकास की योजना के रूप में काम आएगी। विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 73(क) के अनुसार, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण विद्युत व्यवस्था के विकास के लिए अल्पावधि तथा संदर्श योजनाएं तैयार करेगा और राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था के हितों का ध्यान रखने की दृष्टि से संसाधनों का अधिकतम उपयोग करने के लिए योजना बनाने वाली विभिन्न एजेंसियों के कार्यकलापों का समन्वय करेगा। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तैयार की गई तथा केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित की गई योजना का इस्तेमाल भावी उत्पादन कंपनियों, ट्रांसमिशन करने वाली संस्थाओं और ट्रांसमिशन/वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा एक संदर्भ दस्तावेज के रूप में किया जा सकता है।

2.3.2 राष्ट्रीय विद्युत योजना को हालांकि 15 वर्ष के परिप्रेक्ष्य में तैयार किया जाएगा परंतु यह पांच वर्ष का अल्पावधि ढांचा होगा और इसमें निम्नलिखित बातों को शामिल किया जाएगा:-

- विभिन्न क्षेत्रों की अल्पावधि तथा दीर्घावधि मांग का पूर्वानुमान;

- विद्युत के उत्पादन तथा ट्रांसमिशन में किफायत, व्यवस्था में होने वाली हानि, लोड सेंटर की अपेक्षाओं, ग्रिड स्थायित्व, आपूर्ति की सुरक्षा, वोल्टेज प्रोफाइल सहित बिजली की गुणवत्ता आदि तथा पर्यावरण संबंधी मुद्दों के साथ-साथ पुनर्स्थापना और पुनर्वास को ध्यान में रखते हुए उत्पादन और ट्रांसमिशन में क्षमता बढ़ाने के लिए प्रस्तावित क्षेत्र/स्थान;
- ऐसे संभावित स्थानों का ट्रांसमिशन व्यवस्था के साथ एकीकरण तथा ट्रांसमिशन प्रणालियों की किस्म और प्रचुरता की आवश्यकता सहित राष्ट्रीय ग्रिड का विकास करना;
- कुशल उत्पादन, ट्रांसमिशन और वितरण के लिए उपलब्ध विभिन्न प्रौद्योगिकियां; और
- किफायत, ऊर्जा सुरक्षा और पर्यावरण संबंधी बातों के आधार पर ईंधन के विकल्प।

2.3.3 राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करते समय केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण राज्य सरकारों सहित सभी स्टेकहोल्डर्स के परामर्श करेगा जो क्रमशः वितरण लाइसेंसधारकों तथा के एसटीयू सहित सभी स्टेकहोल्डर्स से परामर्श करेंगी। मांग का आकलन करते समय, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण किफायत संबंधी सुविज्ञता रखने वाले संस्थानों और एजेंसियों से परामर्श करेगा और वितरण करने वाली संस्थाओं द्वारा किए गए पूर्वानुमानों को यथोचित महत्व देगा।

## 2.4 राष्ट्रीय विद्युत नीति में उल्लिखित मुद्दे

राष्ट्रीय विद्युत नीति द्वारा निम्नलिखित मुद्दों को निपटाया जाना अपेक्षित है:-

- ग्रामीण विद्युतीकरण
- विद्युत उत्पादन
- ट्रांसमिशन
- वितरण
- सेवाओं की लागत तथा लक्ष्य के मुताबिक आर्थिक सहायता की वसूली
- प्रौद्योगिकी का विकास और अनुसंधान तथा विकास (आर एंड डी)
- उपभोक्ता को लाभ के उद्देश्य से प्रतिस्पर्धा
- निजी क्षेत्र की भागीदारी सहित बिजली क्षेत्र के कार्यक्रमों का वित्तपोषण
- ऊर्जा संरक्षण
- पर्यावरण संबंधी मुद्दे
- प्रशिक्षण तथा मानव संसाधन विकास
- सह-उत्पादन तथा अपारंपरिक ऊर्जा स्रोत
- उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा तथा गुणवत्ता के मानक
- ऊर्जा सुरक्षा

### 2.4.1 ग्रामीण विद्युतीकरण

प्रत्येक घर में बिजली की पहुंच निश्चित करने और यह भी सुनिश्चित करने के लिए कि समाज के निर्धन और उपेक्षित वर्गों तक बिजली उचित दरों पर पहुंचे, ग्रामीण विद्युतीकरण का कार्य अगले पांच वर्ष तक पूरा किया जाना सुनिश्चित करने के लिए गंभीरतापूर्वक प्रयास किए जाने चाहिए। विश्वसनीय ग्रामीण विद्युतीकरण का उद्देश्य ग्रामीण विद्युतीकरण वितरण के आधार (आरईडीबी) का सृजन करना होगा जिसमें प्रत्येक ब्लॉक में कम से कम एक 33/11 केवी (अथवा 66/11 केवी) का एक सब स्टेशन होगा जिससे आपूर्ति फीडर दिए जाएंगे और प्रत्येक गांव की बस्ती में कम से कम एक वितरण ट्रांसफार्मर होगा। दूर-दराज के क्षेत्रों में विकेन्द्रीकृत रूप से वितरित की जाने वाली विद्युत उत्पादन की सुविधाएं प्रदान की जाएंगी।

ग्रामीण विद्युतीकरण निगम राष्ट्रीय न्यूनतम साझा कार्यक्रम द्वारा अगले पांच वर्षों में प्रत्येक घर में बिजली पहुंचाने के निर्धारित लक्ष्य को पूरा करने के कार्यक्रम को क्रियान्वित करने वाली नोडल एजेंसी होगी। ग्रामीण क्षेत्रों में निवेश करने के लिए आवश्यक पूंजीगत आर्थिक सहायता तथा उदार दीर्घावधि ऋण के लिए वित्त प्रदान किया

**ग्रामीण विद्युतीकरण निगम नोडल क्रियान्वयन एजेंसी होगी। ग्रामीण विद्युतीकरण वितरण आधार का सृजन।**

जाएगा, जिसके लिए निधियां योजना प्रक्रिया के माध्यम से उपलब्ध कराई जाएंगी। प्रचालन, अनुरक्षण तथा लागत वसूली के उत्तरदायित्व का निर्वाह सेवा प्रदान करने वाली संस्थाओं द्वारा पंचायतों, स्थानीय प्राधिकारियों, गैर सरकारी संगठनों और अन्य फ्रैंचाइजियों आदि के साथ यथोचित व्यवस्था करके किया जा सकता है।

### 2.4.2 उत्पादन

2012 तक प्रति व्यक्ति 1000 यूनिट से अधिक विद्युत की उपलब्धता प्रदान करने की दृष्टि से 2002-12 के दौरान 1,00,000 मेगावाट से अधिक का आवश्यकता आधारित क्षमता संवर्धन करना अपेक्षित होगा। ऊर्जा तथा अत्यधिक मांग, दोनों बातें 2012 तक पूर्ण रूप से पूरी करने की दृष्टि से पर्याप्त रिजर्व क्षमता की गुंजाइश बनाने की आवश्यकता है। संस्थापित क्षमता की समूची उपलब्धता को 85% तक बढ़ाए जाने के अतिरिक्त कम से कम 5% का स्पिनिंग रिजर्व सृजित किए जाने की आवश्यकता होगी।

सरकार ने जल विद्युत की संभाव्यता के पूर्ण विकास और 50,000 मेगावाट जल विद्युत पर जोर दिया है। इस दिशा में पहल करने का कार्य शुरू कर दिया गया है और इस पर प्रभावशाली तरीके से कार्रवाई जारी है। जल विद्युत परियोजनाओं के लिए लंबी अवधि हेतु ऋण उपलब्ध कराने की आवश्यकता होगी। केंद्र सरकार जल

**2002-12 के दौरान लगभग 1,00,000 मेगावाट का आवश्यकता आधारित क्षमता संवर्धन आवश्यक है। बिजली उत्पादन के लिए कोयला मुख्य ईंधन होगा**

विद्युत बिजली परियोजनाओं के तीव्र विकास के लिए एनएचपीसी, एनटीपीसी और नीपको जैसे केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों की सेवाएं देने का प्रस्ताव देकर राज्य सरकारों को सहायता प्रदान करेगी। पुनर्स्थापना और पुनर्वास (आर एंड आर) संबंधी राष्ट्रीय नीति का समुचित कार्यान्वयन किया जाना अनिवार्य है। पर्यावरण संबंधी मुद्दों का समुचित निवारण करने का कार्य यथोचित अग्रिम कार्रवाई के जरिए किया जाएगा।

ताप बिजली के लिए उपलब्ध विकल्पों में से ईंधन को चुनने के लिए उसके उत्पादन की किफायत और विद्युत की आपूर्ति को आधार बनाया जाना चाहिए। भावी विद्युत मांग पूरी करने के लिए कोयला ही मुख्य ईंधन बना रहेगा। तटवर्ती इलाकों में स्थित आयातित कोयले पर निर्भर पावर स्टेशनों से उनकी किफायत की व्यवहार्यता के आधार पर बढ़ावा दिया जाएगा। बिजली उत्पादन के लिए देश में भूरे कोयले (लिग्नाइट) के संसाधनों का अधिकाधिक उपयोग किए जाने की आवश्यकता है। तथा भूरे कोयले की खनन प्रौद्योगिकी में सुधार किए जाने की आवश्यकता है। स्वदेश में गैस की प्राप्ति पर आधारित नई उत्पादन क्षमता तैयार की जा सकती है; तथापि, गैस का उपयोग किया जाना इसके उचित मूल्य पर उपलब्ध होने पर निर्भर करेगा। आयातित एलएनजी आधारित बिजली संयंत्र लगाए जा सकते हैं जो उनकी वाणिज्यिक व्यवहार्यता पर निर्भर करेंगे। बुनियादी लोड की मांग पूरी करने के लिए कोयला खानों से दूर के स्थानों पर नाभिकीय संयंत्र स्थापित किए जा रहे हैं। अपारंपरिक ऊर्जा संसाधनों की व्यवहार्य संभाव्यता का भी पूर्ण रूप से उपयोग किए जाने की आवश्यकता है।

समूची विद्यमान उत्पादन क्षमता को न्यूनतम स्वीकार्यता के स्तर पर लाने के लिए उच्चतर कार्यकुशलता के स्तरों पर प्रभावशाली ढंग से कार्रवाई जारी रखने की आवश्यकता की दृष्टि से नवीकरण और आधुनिकीकरण कार्य करना होगा। इससे ताप बिजली के स्टेशनों की उपलब्धता और संयंत्र के लोड घटक में उल्लेखनीय वृद्धि होगी। नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के कार्य लागत-लाभ विश्लेषण की आवश्यक विशिष्टता वाली सुस्पष्ट योजनाओं के अनुसार किया जाना चाहिए।

कैप्टिव उत्पादकों को उनकी अतिरिक्त बिजली को वितरित उत्पादन के रूप में ग्रिड तथा स्थानीय ग्रामीण क्षेत्रों को आपूर्ति करने के लिए बढ़ावा दिया जाएगा। कैप्टिव उत्पादन का विशाल संस्थापित क्षमता का आधार विशाल संभाव्यता क्षमता की पेशकश करेगा जिसका उपयोग अत्यधिक आवश्यकता के समय की जरूरतों को पूरा करने के लिए किया जा सकता है।

### 2.4.3 ट्रांसमिशन

नई उत्पादन क्षमताओं की योजना बनाते समय, संबद्ध ट्रांसमिशन क्षमता की आवश्यकता का आकलन करने की आवश्यकता होगी तथा ट्रांसमिशन सुविधा का समानांतर रूप से संवर्धन किया जाएगा। उद्देश्यों की पूर्ति हेतु नीति में निम्नलिखित बातों पर जोर दिया गया है :

- बिजली के अंतर राज्य/क्षेत्र में ट्रांसमिशन के लिए पर्याप्त अवसंरचना प्रदान करने की दृष्टि से राष्ट्रीय ग्रिड का विकास करना।

- राष्ट्रीय विद्युत योजना के आधार पर राष्ट्रीय तथा क्षेत्रीय ट्रांसमिशन प्रणाली की

**बिजली के अंतर-राज्य/क्षेत्र में ट्रांसमिशन के लिए राष्ट्रीय ग्रिड का विकास करना। तकनीकी तथा वाणिज्यिक हानियों का पता लगाने के लिए समयबद्ध कार्यक्रम**

योजना तैयार करने और उसके विकास के लिए केंद्रीय ट्रांसमिशन यूटिलिटी (सीटीयू) उत्तरदायी है।

- अंतर-राज्य विकास ट्रांसमिशन आयोजना के लिए राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटी (एसटीयू) उत्तरदायी हैं।
- नेटवर्क विस्तार की योजना को खुली सुलभता व्यवस्था में प्रासंगिक रूप से उत्पन्न होने वाली अनुमानित ट्रांसमिशन की आवश्यकताओं के मद्देनजर पर्याप्त गुंजाइश रखकर तैयार और क्रियान्वित किया जाएगा।
- ग्रिड के निर्बाध रूप से प्रचालन हेतु पूर्णता आरएलडीसी और एनएलडीसी उत्तरदायी होंगे चाहे ट्रांसमिशन प्रणाली का स्वामित्व किसी का भी हो।
- सीईआरसी द्वारा दूरी, दिशा तथा विद्युत प्रवाह की मात्रा के प्रति अतिसंवेदी एक राष्ट्रीय ट्रांसमिशन प्रशुल्क ढांचे को लागू किए जाने की आवश्यकता है।
- ट्रांसमिशन क्षेत्र में निजी निवेश को प्रोत्साहन देने के लिए विशेष तंत्र का सृजन किए जाने की आवश्यकता है।
- उत्पादन करने वाली कंपनियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने के लिए खुली सुलभता की शुरुआत की गई है।

### 2.4.4 वितरण

बिजली क्षेत्र में सुधार करने की वास्तविक चुनौती वितरण व्यवस्था के कुशल प्रबंधन में निहित है। उद्देश्यों को पूरा करने की दृष्टि से नीति में निम्नलिखित बातों पर जोर दिया गया है:

- जनोपयोगी सेवाओं के वितरण के पुनर्गठन के कार्य में सहायता करने के लिए पर्याप्त संक्रमणकालीन वित्तपोषण की सहायता प्रदान करना। इस सहायता को पूर्वनिर्धारित

कुशलता सुधार पूरे करने, नकद हानियों में कमी लाने और यथोचित अभिशासन ढांचे को अमल में लाने से जोड़ा जाना चाहिए।

- जनोपयोगी सेवाओं और उपभोक्ताओं के लिए जोखिम को न्यूनतम करने, कार्यकुशलता को बढ़ाने तथा प्रणाली की हानियों को तीव्रतापूर्वक कम करने के लिए बहु-वर्षीय प्रशुल्क (एमवाईटी) ढांचा एक महत्वपूर्ण संरचनात्मक प्रोत्साहन है।
- बिजली क्षेत्र को उचित तथा वहनीय मूल्य पर कायम रखने के लिए उपभोक्ताओं को प्रदान की गई सेवाओं की लागत की वसूली करना।
- प्रशुल्क का निर्णय विनियामक आयोगों द्वारा किया जाए।
- क्रास-सब्सिडाइजेशन हेतु बजट प्रावधान की आवश्यकता।
- एसईआरसी यह सुनिश्चित करके कि ऊर्जा लेखा परीक्षा की जाती है, तकनीकी तथा वाणिज्यिक हानियों का अलग से पता लगाने के लिए एक समयबद्ध कार्यक्रम तैयार करेगा।
- एसईआरसी के लिए यह सुनिश्चित करना आवश्यक होगा कि वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा वितरण नेटवर्क के संवर्धन तथा उन्नयन का कार्य अनिवार्य समयावधि के भीतर कर लिया जाए।
- सभी उपभोक्ताओं को दो वर्ष के भीतर मीटर प्रदान कर दिए जाएं।
- ट्रांसमिशन और वितरण की हानियों को कम करने की दृष्टि से एलटी/एचटी अनुपात को कम करने के लिए चरणों में उच्च वोल्टता वितरण प्रणाली (एचवीडीएस) को बढ़ावा दिया जाएगा।
- स्काडा तथा डाटा प्रबंधन प्रणालियों को समयबद्ध तरीके से क्रियान्वित किया जाएगा।

#### 2.4.5 सेवाओं की लागत और लक्षित आर्थिक सहायता की वसूली

उपभोक्ताओं से सेवा की लागत की वसूली सुनिश्चित करने की तत्काल आवश्यकता है। गरीबी रेखा के नीचे के उपभोक्ता, जो विनिर्दिष्ट स्तर से कम बिजली का, उदाहरणस्वरूप

**गरीबी रेखा से नीचे के उपभोक्ताओं को छोड़कर क्रास सब्सिडी को कम किया जाएगा।**

30 यूनिट प्रतिमाह, उपयोग करते हैं वे क्रास-सब्सिडाइज्ड प्रशुल्क के रूप में विशेष सहायता प्राप्त कर सकते हैं जो कि आपूर्ति की औसत लागत का कम से कम 50% होगी। अन्य श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिए मौजूदा क्रास-सब्सिडी को उत्तरोत्तर रूप से कम कर दिया जाएगा।

#### 2.4.6 प्रौद्योगिकी विकास और अनुसंधान तथा विकास

किफायती प्रौद्योगिकियों का उपयोग करते हुए विद्युत के उत्पादन, ट्रांसमिशन, वितरण हेतु समस्त उपलब्ध संसाधनों का प्रभावशाली ढंग से उपयोग किया जाना सर्वाधिक महत्वपूर्ण है। जिन प्रमुख क्षेत्रों पर विशेष ध्यान दिया जाना है उनमें से कुछ नीचे दिए गए हैं:-



- वितरण में तकनीकी तथा वाणिज्यिक हानियों को कम करने और उपभोक्ता-अनुकूल सेवाएं प्रदान करने के लिए सूचना प्रौद्योगिकियों का अनुप्रयोग। एकीकृत संसाधन आयोजना तथा मांग-पक्ष के प्रबंधन हेतु भी अद्यतन प्रौद्योगिकियों को अपनाए जाने की आवश्यकता है।
- कुशल प्रौद्योगिकियों का प्रयोग करना जैसे सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकियों, कोयले से गैस बनाने की प्रौद्योगिकी की शुरुआत की जानी है। जहां भी व्यवहार्य हो वहां विशाल आकार की यूनिटों को अपनाया जाएगा। फ्लाई ऐश का उत्पादक तथा लाभदायक तरीके से निपटान करने के लिए प्रौद्योगिकियों का विकास करना।
- लंबी दूरियों पर प्रवाहित होने वाली उच्च वोल्टता की बिजली के लिए न्यूनतम संभावित हानियों के साथ किफायती प्रौद्योगिकियां विकसित की जानी हैं।
- अनुसंधान तथा विकास के कार्यक्रमों का और भी संवर्धन किए जाने की आवश्यकता होगी। बिजली क्षेत्र में अनुसंधान तथा विकास कार्य को बढ़ावा देने के लिए उपयुक्त वित्तपोषण तंत्र विकसित करने की आवश्यकता होगी।

#### 2.4.7 उपभोक्ता को लाभ के उद्देश्य से प्रतिस्पर्धा

नई उत्पादन कंपनियां बाजार विकास को बढ़ावा देने के लिए वाणिज्यिक व्यवस्थाओं के माध्यम से अपनी क्षमता के एक भाग, उदाहरणस्वरूप 15% का विक्रय कर सकती है। नए उत्पादन स्टेशनों की संस्थापित क्षमता के एक बड़े हिस्से के साथ प्रतिस्पर्धात्मक बिजली बाजारों में भाग लिया जा सकता है। इस उद्देश्य को पूरा करने के लिए नीति में निम्नलिखित बातों का विशेष उल्लेख किया गया है :

- अंतर-राज्य व्यवसाय के लिए, सीईआरसी लाइसेंस जारी करेगा और देश भर में बिजली का व्यवसाय करने के लिए प्राधिकृत करेगा और एसईआरसी राज्य के भीतर व्यवसाय करने के लिए लाइसेंस जारी करेगा।
- एबीटी व्यवस्था से व्यवसाय को बढ़ावा मिलेगा और एसईआरसी को राज्य स्तर पर एक वर्ष के भीतर एबीटी की शुरुआत करने की सलाह दी गई है।
- जब कैप्टिव उत्पादन संयंत्रों को खुली सुलभता प्रदान करने की अनुमति प्रदान कर दी जाए तब उन्हें लाइसेंसधारकों तथा उपभोक्ताओं को विद्युत का विक्रय करने की अनुमति दे दी जानी चाहिए।

#### 2.4.8 निजी क्षेत्र की भागीदारी सहित बिजली क्षेत्र के कार्यक्रमों का वित्तपोषण

- 2011-12 तक सबको बिजली देने के उद्देश्य को पूरा करने के लिए उत्पादन, ट्रांसमिशन, सब-ट्रांसमिशन, वितरण तथा ग्रामीण विद्युतीकरण की परियोजनाओं के वित्तपोषण हेतु 9,00,000 करोड़ रुपए के निवेश की आवश्यकता होगी।

सबको बिजली देने के उद्देश्य को पूरा करने के लिए 9,00,000 करोड़ रुपए का निवेश किए जाने की आवश्यकता है।

- सार्वजनिक क्षेत्र के निवेशों को बढ़ाया जाना है। यह अत्यावश्यक है कि निवेश पर लाभ के माध्यम से समुचित सरप्लस सृजित किया जाए और मूल्यहास रिजर्व सृजित किया जाए ताकि ऋण सेवा बाध्यता को पूर्णरूप से पूरा किया जा सके।
- निवेश पर स्थायी लाभ के जरिए निजी क्षेत्र के निवेश को प्रोत्साहन दिया जाना चाहिए। निवेश पर लाभ प्रदान किया जाना आवश्यक है ताकि अवसरों और जोखिमों के स्पष्ट मूल्यांकन के आधार पर अन्य क्षेत्रों में निवेश के अवसरों की तुलना में इस क्षेत्र को तरजीह देकर पर्याप्त निवेश को आकर्षित किया जा सके।

#### 2.4.9 ट्रांसमिशन और वितरण हानियां

राज्य सरकारें वार्षिक उपलब्धियों सहित एक पंचवर्षीय योजना तैयार करेंगी ताकि इन हानियों को शीघ्रता से कम किया जा सके। इन हानियों को कम करने के लिए अभियान के प्रयासों में सामुदायिक भागीदारी, प्रभावी प्रवर्तन, संबद्ध संस्थाओं, कर्मचारियों और उपभोक्ताओं को प्रोत्साहन तथा प्रौद्योगिकीय उन्नयन इसका हिस्सा होने चाहिए। केंद्र सरकार राज्यों को स्वीकृत कार्यक्रमों के अनुसार प्रोत्साहन आधारित वह सहायता प्रदान करेगी जिससे हानियों को कम किया जा सके।

#### 2.4.10 ऊर्जा संरक्षण

ऊर्जा संरक्षण और मांग पक्ष के प्रबंधन (डीएसएम) को उच्च प्राथमिकता दी जा रही है ताकि ऊर्जा की समूची आवश्यकता को कम-से-कम किया जा सके। ऊर्जा संरक्षण अधिनियम बनाया गया है तथा ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) स्थापित किया गया है। कार्यक्रम की प्रमुख विशेषताएं नीचे दी गई हैं:-

- ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) ऊर्जा संरक्षण तथा मांग-पक्ष के प्रबंधन की संभाव्यता, राष्ट्रीय विद्युत योजना में योजना तैयार करने की प्रक्रिया में विचारार्थ लागत के आकलनों सहित अलग-अलग चरणों में इसके क्रियान्वयन का आकलन करेगा।
- ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के तहत, बिजली-सघन उद्योगों में ऊर्जा लेखा परीक्षा को अनिवार्य कर दिया गया है।
- कृषि क्षेत्र में, उच्च कोटि के पम्प सेटों और उच्च दक्षता वाली जल प्रदाय प्रणाली को बढ़ावा दिया जाएगा।
- क्षमता संवर्धन की आवश्यकताओं को कम करने की दृष्टि से लोड की वक्रता को बराबर करना। लोड प्रबंधन के उद्देश्यों के लिए अत्यधिक मांग और कम मांग की अवधि के दौरान की आपूर्ति के लिए भिन्न-भिन्न प्रशुल्क ढांचा रखना सहायक होना चाहिए।
- ऊर्जा सेवा कंपनियों (ईएससीओ) के उद्गम को प्रोत्साहन देने तथा प्ररित करने के प्रयास किए जाने हैं।

### 2.4.11 पर्यावरण संबंधी मुद्दे

पर्यावरण संबंधी मुद्दों का निवारण पर्यावरण के प्रभाव के व्यापक मूल्यांकन तथा पर्यावरण कार्य योजना के क्रियान्वयन के जरिए यथोचित अग्रिम कार्रवाई के माध्यम से किया जाता है। जल विद्युत परियोजनाओं के लिए समुचित अपवाह क्षेत्र का उपयोग सुनिश्चित किया जाना है। कोयला धावित्रियों (वाशरीज) की स्थापना को बढ़ावा दिया जाएगा और फ्लाई ऐश का उपयोग पर्यावरण संबंधी दिशा-निर्देशों के अनुसार सुनिश्चित किया जाएगा। सभी उत्पादन संयंत्रों के प्रचालन कार्य में निर्धारित किए गए पर्यावरण संबंधी मानकों और मानदंडों का अनिवार्य रूप से पूर्णतः अनुपालन किया जाना चाहिए।

### 2.4.12 प्रशिक्षण तथा मानव संसाधन विकास

प्रशिक्षण अवसंरचना का संवर्धन करने के लिए संयुक्त रूप से कर्रवाई की जाएगी ताकि उद्योग, विशेषकर विद्युत वितरण, विनियमन, व्यापार तथा बिजली के बाजारों के क्षेत्र की आवश्यकता के अनुसार पर्याप्त रूप से सुप्रशिक्षित मानव संसाधन उपलब्ध हो सकें।

### 2.4.13 सह-उत्पादन तथा अपारंपरिक ऊर्जा संसाधन

ऊर्जा के अपारंपरिक तथा सह-उत्पादन और नवीकरणीय स्रोतों से अप्रयुक्त ऊर्जा की अत्यधिक संभावना है। इस प्रयोजन हेतु, ऊर्जा के अपारंपरिक और नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित परियोजनाओं की पूंजीगत लागत को कम करने के लिए प्रयास किए जाने की आवश्यकता है।

मौजूदा कमी की परिस्थितियों और ज्ञात प्राकृतिक संसाधनों के तेजी से समाप्त होने के मद्देनजर सह-उत्पादन को बढ़ावा दिए जाने की आवश्यकता है। विद्युत अधिनियम 2003 के अनुसार, एसईआरसी सह उत्पादन और ग्रिड के साथ कनेक्टिविटी और किसी व्यक्ति

**एसईआरसी नवीकरणीय स्रोतों से ली जाने वाली बिजली की कुल खपत की प्रतिशतता विनिर्दिष्ट करेंगे।**

को विद्युत के विक्रय के लिए कतिपय उपाय करके और ऐसे स्रोतों से विद्युत की खरीद हेतु किसी वितरण लाइसेंसधारक के क्षेत्र में विद्युत के कुल उपयोग का एक प्रतिशत विनिर्दिष्ट करके नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत के उत्पादन को बढ़ावा देगा। अपारंपरिक स्रोतों से बिजली की खरीद हेतु इस प्रकार की प्रतिशतता को एसईआरसी द्वारा निर्धारित किए जाने वाले प्रशुल्कों के लिए शीघ्र-अति-शीघ्र लागू किया जाना चाहिए। इस प्रकार के संयंत्रों से सरप्लस बिजली की खरीद हेतु एसईआरसी भी सह-उत्पादक और संबंधित वितरण लाइसेंसधारक के बीच की व्यवस्थाओं को बढ़ावा दे सकता है।

#### 2.4.14 उपभोक्ता के हितों की सुरक्षा और गुणवत्ता के मानक

उपयुक्त आयोग जनोपयोगी सेवाओं के कार्य निष्पादन के अपेक्षित मानक विनिर्दिष्ट करेंगे। उन्हें बिजली की आपूर्ति की गुणवत्ता जैसे- व्यवधानों की फ्रिक्वेंसी तथा अवधि, वोल्टेज पैरामीटर, हारमोनिक विश्लेषण, ट्रांसफार्मर फेल होने की दर, आपूर्ति की बहाली हेतु प्रतीक्षा समय, दोषपूर्ण मीटरों का प्रतिशत और नए कनेक्शनों की प्रतीक्षा सूची के पूर्वनिर्धारित संकेतकों के आधार पर जनोपयोगी सेवाओं को विनियमित करना चाहिए। वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा उपभोक्ताओं को बिजली की आपूर्ति का विश्वसनीयता संकेतक (आरआई) दिखाया जाना चाहिए।

सभी शहरों, नगरों, जिला मुख्यालयों, ग्रामीण क्षेत्रों आदि में आपूर्ति की विश्वसनीयता की योजना एसईआरसी द्वारा तैयार की जाएगी और उनके आंकड़ों को एकत्र करने, संकलन तथा प्रकाशित करने का कार्य केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा किया जाएगा। शिकायत तथा निवारण मंच की स्थापना हेतु दिशा-निर्देश तैयार करने के लिए एसईआरसी उत्तरदायी होंगे।

#### 2.4.15 समन्वित विकास

अगले पांच वर्ष में प्रत्येक घर में बिजली की सुलभता प्रदान करने के उद्देश्य को पूरा करने की दृष्टि से बिजली क्षेत्र का सुसमन्वित तथा निर्बाध रूप से विकास करना अनिवार्य है। उत्पादन क्षमता के सृजन, ट्रांसमिशन तथा वितरण सुविधाएं प्रदान करने में राज्य सरकारों की प्रमुख भूमिका रहेगी। केंद्र सरकार इस उद्देश्य को पूरा करने के लिए राज्यों की मदद करेगी। राज्य सरकारों को भी सुधार कार्यों की सफलता और वितरण कार्य में सामान्य वित्तीय स्थिति की बहाली सुनिश्चित करने की आवश्यकता होगी। विनियामक आयोगों का उत्तरदायित्व यह सुनिश्चित करने का होगा कि विनियामक प्रक्रियाओं में इस उद्देश्य को पूरा करने में सहायता मिले।

अधिनियम 2003, के उद्देश्यों को पूरा करने की दृष्टि से राज्य सरकारों, केंद्र सरकार, विनियामक आयोग और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा छह महीने के भीतर नियम तथा विनियम बनाए जाएंगे।

#### 2.5 राष्ट्रीय विद्युत नीति के उद्देश्यों को पूरा करने के उपाय

सरकार ने सबको विश्वसनीय और उत्तम कोटि की बिजली उपलब्ध कराने की दृष्टि से बिजली क्षेत्र के सामने आ रही समस्याओं का निवारण करने के लिए ठोस कदम उठाए हैं। बिजली क्षेत्र के स्वरूप को मूलतः बदलने के प्रमुख प्रयासों में जून 2003 में विद्युत अधिनियम का बनाया जाना और फरवरी 2005 में राष्ट्रीय विद्युत नीति का प्रकाशन किया जाना है। तथापि, ये उपलब्धियां ऐसे समर्थकारी माध्यम हैं जो बिजली क्षेत्र के विकास हेतु एक संगठित ढांचा प्रदान करेगा। नीति में कतिपय लक्ष्य निर्धारित किए हैं और इनको पूरा

करने के लिए कार्रवाई की गई है/की जा रही है। राष्ट्रीय विद्युत योजना द्वारा नीति में निर्धारित किए गए कुछ निष्कर्षों/लक्ष्यों का निवारण करने का प्रयास किया गया है। इन उद्देश्यों को पूरा करने की दिशा में किए गए कुछ मुख्य उपायों तथा अन्य सुझावों का ब्यौरा नीचे दिया गया है।

### 2.5.1 उचित दरों पर विश्वसनीय तथा उत्तम कोटि की बिजली की आपूर्ति तथा उपभोक्ता के हितों की सुरक्षा

भारत सरकार ने विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 63 के उपबंधों के तहत वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा बिजली प्राप्त किए जाने के लिए बोली प्रक्रिया द्वारा प्रशुल्क के निर्धारण हेतु दिशा-निर्देश जारी किए हैं। वितरण लाइसेंसधारकों के लिए बिजली खरीदने की लागत में उसकी लागत के घटक का सबसे बड़ा भाग शामिल होता है। वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक रूप से विद्युत प्राप्त करने से बिजली प्राप्त करने की समूची लागत में कमी आने और बिजली बाजारों के विकास में सहायता मिलने की संभावना है। अतः अधिनियम की धारा 63 के तहत, विशिष्ट उद्देश्यों सहित, निम्नानुसार दिशा-निर्देश तैयार किए गए हैं :

- वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा प्रतिस्पर्धात्मक रूप से विद्युत प्राप्त करने को बढ़ावा देना।
- प्रापण की प्रक्रिया में पारदर्शिता और निष्पक्षता लाना।
- विभिन्न बोलीदाताओं के लिए सूचनाओं की विषमताओं में कमी लाना।
- विद्युत के प्रापण में प्रतिस्पर्धात्मक शर्तें लगाकर उपभोक्ता हितों को बढ़ावा देना।
- मानकीकरण में वृद्धि करना और संदिग्धता को कम करना और इस प्रकार परियोजनाओं को कार्यान्वित करने के लिए समय बढ़ाना।
- क्रेताओं के लिए बिजली की उपलब्धता तथा प्रशुल्कों के संबंध में निश्चितता सुनिश्चित करते समय आंतरिक प्रचालनों के संबंध में आपूर्तिकर्ताओं को ढील प्रदान करना।

ये दिशा-निर्देश प्रतिस्पर्धात्मक बोली के जरिए मूलभूत लोड, अधिक उपयोग की अवधि के लोड और विशेष अवसरों पर बिजली की आवश्यकता के लिए बिजली प्राप्त करने हेतु निम्नलिखित तरीकों से लागू होंगे

- जहां प्राप्तकर्ता द्वारा स्थान, प्रौद्योगिकी अथवा ईंधन विनिर्दिष्ट नहीं किया गया है।
- जल विद्युत परियोजनाओं, लोड सेंटर परियोजनाओं अथवा विशिष्ट ईंधन आबंटन वाली अन्य अवस्थिति विशिष्ट परियोजनाओं, जहां कैप्टिव खान उपलब्ध है, के लिए, जिसेकि प्राप्तकर्ता प्रशुल्क आधारित बोली प्रक्रिया के तहत स्थापित करना चाहता है।

ये दिशा-निर्देश विद्युत की 7 वर्ष और उससे अधिक की दीर्घावधि तक की प्राप्ति हेतु तथा 1 वर्ष और 7 वर्ष के बीच की मध्यकालिक अवधि तक की प्राप्ति हेतु हैं। बोली लगाने का आधार बहुभागीय प्रशुल्क ढांचा होगा जिसमें प्रशुल्क के प्रमुख घटक क्षमता और प्रतिस्पर्द्धा का वातावरण बनाने तथा उचित दरों पर बिजली उपलब्ध कराने में सहायता प्रदान करने के लिए वितरण लाइसेंसधारकों द्वारा बिजली प्राप्त करने के लिए बोली की प्रक्रिया द्वारा प्रशुल्क के निर्धारण हेतु दिशा-निर्देश

ऊर्जा होंगे। क्षमता तथा ऊर्जा प्रभारों के पूर्वाकलन के ब्यौरे दर्शाए गए हैं। बोलीदाता को भुगतान की पर्याप्त सुरक्षा उपलब्ध कराई जानी है जिसमें साख पत्र अथवा विश्वसनीय एस्क्रो प्रणाली द्वारा समर्थित साख पत्र को शामिल किया जा सकता है। विद्युत प्राप्तकर्ता द्वारा अपनाई जाने वाली बोली की प्रक्रिया और साथ ही मूल्यांकन की कार्य प्रणाली का ब्यौरा दिया गया है। दीर्घावधि की प्राप्ति करने के लिए, बोली की प्रक्रिया हेतु दो स्तरीय प्रक्रिया, जिसमें पृथक रूप से योग्यता हेतु अनुरोध (आरएफक्यू) और प्रस्ताव हेतु अनुरोध (आरएफपी) हैं, को अपनाया जाएगा। मध्यकालिक अवधि प्राप्ति के लिए, प्राप्तकर्ता अपने विकल्प के आधार पर, योग्यता हेतु अनुरोध और प्रस्ताव हेतु अनुरोध की मिली-जुली एक स्तरीय निविदा प्रक्रिया को अपना सकता है। बोली प्रस्तुत करने तथा उसके मूल्यांकन, दिशा-निर्देशों में स्पष्ट की गई प्रक्रिया का पालन नहीं करने, माध्यस्थता तथा बोली प्रक्रिया की समय-सारिणी संबंधी ब्यौरे दिए गए हैं।

राष्ट्रीय विद्युत योजना में समग्र रूप से प्रणाली की 'न्यूनतम' लागत के आधार पर परियोजनाओं की अवस्थिति भी अभिज्ञात की गई है।

बिजली की लागत में कमी करने के लिए अन्य उपायों तथा सुझावों को भी निम्नानुसार श्रेणीबद्ध किया गया है :

#### परियोजना निष्पादन अवस्था

- चूंकि पूर्णतः टर्नकी संविदाओं में जोखिम और प्रतिस्पर्द्धा न्यूनतम और परियोजना की लागत अपेक्षाकृत अधिक होती है अतः परियोजना प्रबंधन को पूर्णतः टर्नकी संविदाओं का परिहार करना चाहिए और प्रतिस्पर्द्धा सुनिश्चित करने के लिए भली-भांति डिजाइन किए गए पैकेजों पर जोर देना चाहिए।
- आपूर्ति/सेवाओं की प्रतिस्पर्द्धात्मक बोलियों के निर्माताओं/आपूर्तिकर्ताओं/ परामर्शदाताओं से वित्तपोषण के पैकेजों की मांग नहीं की जानी चाहिए क्योंकि इससे प्रतिस्पर्द्धा कम हो जाने की संभावना है। यदि वित्तपोषण के पैकेजों की आवश्यकता हो तो प्रतिस्पर्द्धा को बढ़ावा देने के लिए अलग से वित्तीय संस्थाओं/ऋणदाताओं के माध्यम से इसकी व्यवस्था की जानी चाहिए।
- विद्यमान अवसंरचना का लाभ लेने के लिए मौजूदा स्टेशनों तथा ट्रांसमिशन लाइनों का अधिकतम संभव सीमा तक विस्तार करने के कार्य को पूर्णतः हरित क्षेत्र की परियोजना के मुकाबले प्राथमिकता मिलनी चाहिए।

- अति विशाल (मेगा) परियोजनाओं को बढ़ावा दिया जाएगा और इस श्रेणी की अर्थव्यवस्था से लाभ उठाने के लिए प्रोत्साहन दिया जाएगा।
- अंतर-क्षेत्रीय प्रवाह के लिए प्राथमिकता के आधार पर ट्रांसमिशन लिंकों की शीघ्रता से स्थापना करना ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि किसी क्षेत्र में अल्प रूप से प्रयुक्त सभी क्षमताओं का उपयोग अन्य क्षेत्रों में बिजली की मांग को पूरा करने के लिए किया जा सके।
- बिजली परियोजनाओं में ऋण निवेशों को 100% का कर लाभ प्रदान करने से ब्याज दरें कम दर पर प्राप्त होने की संभावना है जिससे आईडीसी में कमी और उसके परिणामस्वरूप बिजली की लागत में कमी लाई जा सकती है।

#### **बिजली संयंत्रों का प्रचालन और रख-रखाव**

- मौजूदा संयंत्रों का संसाधनों की उपलब्धता के उच्चतम संभव स्तरों तक उपयोग करने और उत्पादन में संसाधन का निम्नतम संभव स्तरों तक उपयोग करने के प्रयास किए जाएंगे।
- बचत की संभाव्यता के क्षेत्रों का पता लगाने के लिए समय-समय पर विस्तृत ऊर्जा लेखापरीक्षा और यथोचित कार्रवाई की योजना बनाने तथा उसे क्रियान्वित करने के परिणामस्वरूप उत्पादन की लागत में उल्लेखनीय बचत होगी।
- कोयला प्रक्षालित्रों की स्थापना कार्य में तेजी लाई जाएगी।

#### **ट्रांसमिशन तथा वितरण की हानियों में कमी**

ईंधनों आदि में विविधता लाकर संस्थापित विशाल क्षमता आधार के सृजन द्वारा बिजली की विश्वसनीयता सुनिश्चित करने का प्रस्ताव है। उत्पादन, ट्रांसमिशन, और वितरण कार्यों में भारी निवेश किए जाने का प्रस्ताव है।

#### **2.5.2 अगले पांच वर्षों में प्रत्येक घर में बिजली सुलभ कराना और बिजली की मांग को 2012 तक पूर्णतः पूरी करना**

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा मांग का अनुमान लगाया गया है और योजना की कार्रवाई में इन मांग के अनुमानों को आधार माना गया है। अतः किए गए अध्ययन के आधार पर 11वीं योजना के अंत, अर्थात् 2012 तक के लिए विस्तार योजना द्वारा समूची मांग को 2012 तक पूरा कर दिया जाएगा। इसके अतिरिक्त राष्ट्रीय विद्युत नीति में ग्रामीण विद्युतीकरण निगम का अधिदेश दिया गया है ताकि अगले 5 वर्षों में सभी घरों में बिजली सुलभ कराई जा सके।

#### **2.5.3 2012 तक प्रति व्यक्ति विद्युत की उपलब्धता में 1000 यूनिट से अधिक वृद्धि का जनोपयोगी सेवाओं से 1038 बीयू के उत्पादन की अपेक्षा पूरी करने की दृष्टि योजना बनाई गई है। यह 2012 तक प्रति व्यक्ति खपत में 1000 यूनिटों से अधिक वृद्धि के अनुरूप होगा।**

\*\*\*\*\*

## अध्याय-3

## अल्पकालिक योजना- दसवीं योजना(2002-07)

## 3.0 भूमिका

8वीं और 9वीं योजनावधियों के दौरान क्षमता वृद्धि संबंधित योजनावधियों के लिए निर्धारित लक्ष्यों से काफी कम रही है। क्षमता वृद्धि में इस कमी का एक प्रमुख कारण विद्युत उत्पादन में निजी क्षेत्र पर अतिनिर्भरता रही है क्योंकि निजी क्षेत्र परिकल्पित मात्रा में विद्युत उत्पादन नहीं कर पाया जिससे विद्युत की उपलब्धता में कमी की स्थिति सामने आई। विद्युत अधिनियम, 2003 और सरकार द्वारा जारी राष्ट्रीय विद्युत नीति में विद्युत क्षेत्र के विकास में प्रतिस्पर्धा और पारदर्शिता को बढ़ावा देने और साथ ही विद्युत के उत्पादन, पारेषण और वितरण में निजी क्षेत्र की भागीदारी को बढ़ावा देने के प्रयास किए हैं इसके अतिरिक्त, विगत में लक्ष्य की तुलना में

10वीं योजनावधि के शुरू में देश को चरम मांग की अवधि के दौरान 12.6% कमी और 7.5% ऊर्जा कमी का सामना करना पड़ा।

कम क्षमता वृद्धि होने के विशिष्ट कारणों का विश्लेषण किया गया है तथा 10वीं योजना में निर्धारित परियोजनाओं पर कड़ी निगरानी के साथ-साथ उपयुक्त उपचारात्मक कार्रवाई भी की गई है।

## 3.1 समीक्षा

## 3.1.1 10वीं योजना की शुरुआत में संस्थापित क्षमता

10वीं योजना की शुरुआत में अर्थात् 1.4.2002 को कुल संस्थापित क्षमता 1,05,046 मेगावाट थी जिसमें 26,269 मेगावाट जल-विद्युत, 74,429 मेगावाट ताप-विद्युत (गैस और डीजल ईंधन का प्रयोग करने उत्पादित विद्युत सहित), 2,720 मेगावाट नाभिकीय ईंधन से उत्पादित विद्युत और 1628 मेगावाट पवन शक्ति पर आधारित संयंत्रों द्वारा उत्पादित विद्युत शामिल है। 1.4.2002 की स्थिति के अनुसार संस्थापित क्षमता का क्षेत्र-वार ब्यौरा सारणी 3.1 में दिया गया है।

## सारणी 3.1

(आंकड़े मेगावाट में)

10वीं योजना के शुरू में अर्थात् 1.4.2002 को संस्थापित क्षमता का संक्षिप्त विवरण										
क्षेत्र	जल विद्युत	ताप-विद्युत					नाभिकीय ऊर्जा के प्रयोग द्वारा उत्पादित विद्युत	पवन शक्ति के प्रयोग से उत्पादित विद्युत	कुल	
		क्षमता द्वारा उत्पादित विद्युत	लिग्नाइट द्वारा उत्पादित विद्युत	गैस द्वारा उत्पादित विद्युत	तेल द्वारा उत्पादित विद्युत	कुल				
उत्तरी	8,499	15470	-	2912	15	18,397	1,180	16	28,092	
पश्चिमी	4,342	20124	465	5035	18	25,683	760	589	31,374	
दक्षिणी	9,868	9972	2070	2551	939	15,430	780	1,021	27,099	
पूर्वी	2,454	13487	-	190	17	13,735	-	2	16,191	
पूरुबोत्तर	1,101	330	-	709	102	1,140	-	-	2,241	
द्वीपसमूह	5	-	-	-	44	44	-	-	49	



अखिल भारतीय	26,269	59383	2535	11397	1135	74,429	2,720	1,628	1,05,046
कुल प्रतिशतता	25	56.6	2.4	11	1	71	3	1	100

### 3.1.2 10वीं योजना के आरंभ में (अर्थात् 1.4.2002 को) विद्युत आपूर्ति की स्थिति

10वीं योजना के आरंभ में क्षेत्र-वार वास्तविक विद्युत आपूर्ति की स्थिति सारणी 3.2 में दर्शाई गई है।

सारणी 3.2

10वीं योजना के आरंभ में (अर्थात् 1.4.2002 को) विद्युत आपूर्ति की स्थिति				
क्षेत्र	चरम मांग की अवधि में			
	आवश्यकता मेगावाट	उपलब्धता मेगावाट	अधिशेष(+)/कमी(-) मेगावाट	(%) कमी/अधिशेष
उत्तरी	23,200	21,346	(-) 1,854	(-) 8.0
पश्चिमी	26,510	22,024	(-) 4,486	(-) 16.9
दक्षिणी	22,757	19,201	(-) 3,556	(-) 15.6
पूर्वी	7,940	7,648	(-) 292	(-) 3.7
पूर्वोत्तर	1,148	1,043	(-) 105	(-) 9.1
द्वीपों सहित अखिल भारतीय स्थिति	81,555	71,262	(-) 10,293	(-) 12.6
क्षेत्र	ऊर्जा			
	आवश्यकता मिलियन मात्रक	उपलब्धता मिलियन मात्रक	अधिशेष(+)/कमी(-) मिलियन मात्रक	(%) कमी/अधिशेष
उत्तरी	150383	142410	(-) 7,973	(-) 5.3
पश्चिमी	175016	156793	(-) 18,223	(-) 10.4
दक्षिणी	140516	128095	(-) 12,421	(-) 8.8
पूर्वी	50687	50197	(-) 490	(-) 1.0
पूर्वोत्तर	5935	5855	(-) 80	(-) 1.4
अखिल भारत, द्वीपों सहित	522537	483350	(-) 39187	(-) 7.5

स्रोत: जीएम डिवीजन, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण

सारणी 3.2 से यह ज्ञात होता है कि 10वीं योजना अवधि के आरंभ में देश को चरम मांग की अवधि के दौरान 12.6% कमी और 7.5% ऊर्जा कमी का सामना करना पड़ा।

### 3.2 दसवीं योजना की आवश्यकता पर आधारित क्षमता-वृद्धि

देश को 10वीं योजनावधि के शुरू में ऊर्जा की कमी का सामना करना पड़ा। 16वें विद्युत शक्ति सर्वेक्षण द्वारा किए गए पूर्वानुमान के अनुसार मांग को पूरा करने के लिए भावी क्षमता वृद्धि को ध्यान में रखते हुए 10वीं योजनावधि के अंत तक समग्र मांग को पूरा करने के लिए योजना अध्ययन किए गए। आकलन किया गया कि 10वीं योजनावधि के दौरान लगभग 57000 मेगावाट क्षमता वृद्धि की आवश्यकता होगी। 10वीं योजनावधि के लिए विद्युत संबंधी कार्यदल ने विद्युत

क्षेत्र के सभी पहलुओं पर विचार-विमर्श किया और अपनी रिपोर्ट में 10वीं योजनावधि के दौरान लगभग 46,000 मेगावाट क्षमता वृद्धि की सिफारिश की।

### 3.3 दसवीं योजनावधि के दौरान लक्षित क्षमता वृद्धि

विद्युत संबंधी कार्यदल की रिपोर्ट की विद्युत मंत्रालय/योजना आयोग और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा समीक्षा की गई और आकलन किया गया कि उपलब्ध संसाधनों को ध्यान

**10वीं योजनावधि के दौरान क्षमता वृद्धि का लक्ष्य 41,110 मेगावाट था जिसकी तुलना में उपलब्धि 21,180 मेगावाट है।**

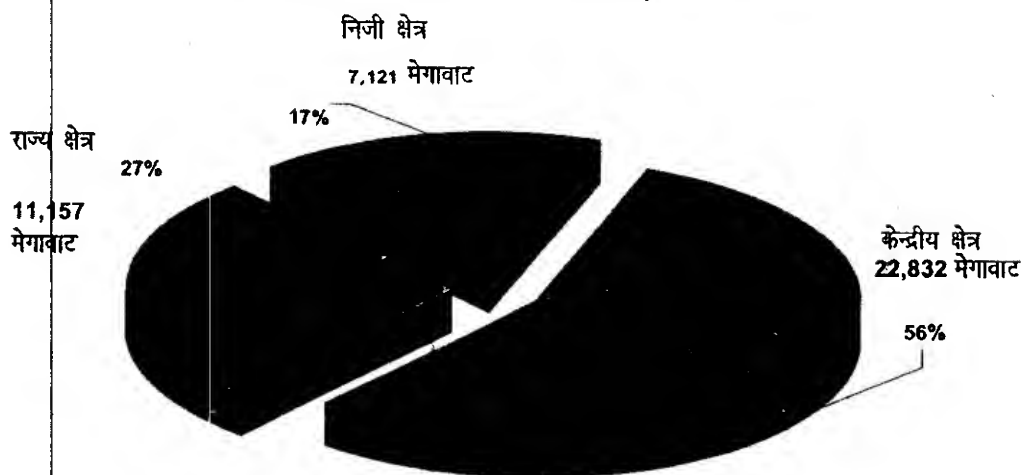
में रखते हुए 41,110 मेगावाट की संभावित क्षमता वृद्धि, जिसमें 14,393 मेगावाट जल-विद्युत, 25,417 मेगावाट ताप-विद्युत और 1300 मेगावाट नाभिकीय संयंत्रों से उत्पादित विद्युत शामिल है, योजनावधि के दौरान उपलब्ध हो सकती है जिसे 10वीं योजनावधि के लिए लक्ष्य के रूप में निर्धारित किया गया था। इस क्षमता वृद्धि लक्ष्य का क्षेत्रवार, किस्मवार सारांश नीचे सारणी 3.3 में दिया गया है।

**सारणी 3.3**

(आंकड़े मेगावाट में)

10वीं योजनावधि के दौरान क्षेत्रवार क्षमता वृद्धि का लक्ष्य				
क्षेत्र	जल-विद्युत	ताप-विद्युत	नाभिकीय	कुल
केंद्रीय	8,742	12,790	1,300	22,832
राज्य	4,481	6,676	0	11,157
निजी	1,170	5,951	0	7,121
कुल	14,393	25,417	1,300	41,110

**10वीं योजनावधि के दौरान क्षेत्रवार क्षमता-वृद्धि का लक्ष्य**



इस क्षमता वृद्धि लक्ष्य का क्षेत्रवार संक्षिप्त विवरण परिशिष्ट 3.1 में दिया गया है तथा परियोजना की विस्तृत सूची परिशिष्ट 3.2 में दी गई है।

### 3.3.1 10 वीं योजना की कार्यनीति

पूर्ववर्ती योजनाओं के दौरान परियोजनाओं के कार्यान्वयन में पेश आई दिक्कतों को हल करने के लिए एक कार्यनीति अपनाई गई थी ताकि 10 वीं योजना के लक्ष्यों को हासिल किया जा सके।

- (i) 8वीं और 9वीं योजनावधियों के अनुभव के अनुसार, 10वीं योजना क्षमता वृद्धि लक्ष्य निर्धारित करने में सावधानी बरती गई थी और निजी क्षेत्र की परियोजनाओं के लिए अपेक्षाकृत अधिक साधारण भूमिका तय की गई। केंद्रीय विद्युत क्षेत्र के उपक्रमों के पास 10वीं योजना में क्षमता वृद्धि के लक्ष्यों का अधिकांश भाग था।
- (ii) राज्यों के साथ परामर्श करके और अलग-अलग परियोजना की पहचान के आधार पर 10वीं योजना के लक्ष्य निर्धारित किए गए थे। पहचान करने संबंधी अड़चनों को दूर करने हेतु उपचारात्मक कार्रवाई करने के लिए परियोजना अधिकारियों के साथ पुनरीक्षा बैठकों का आयोजन किया गया था।
- (iii) निगरानी तंत्र को मजबूत बनाया गया था। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने अवधारणा एवं निष्पादन-दोनों स्तर पर प्रत्येक परियोजना के लिए एक नोडल अधिकारी नियुक्त किया गया। विभिन्न मुद्दों को हल करने हेतु विद्युत मंत्रालय में नियमित पुनरीक्षण बैठक का आयोजन किया गया था।
- (iv) 10वीं योजना के लिए मूल लक्ष्यों में किसी कमी को पूरा करने की दृष्टि से, राज्यों/केंद्रीय विद्युत क्षेत्र के उपक्रमों के साथ परामर्श करके अतिरिक्त क्षमता का पता लगाया गया था।
- (v) विद्युत परियोजनाओं को पूरा करने के वास्ते पर्याप्त संसाधन जुटाने में राज्यों की मदद करने के लिए, आर० ई० सी० की भूमिका का विस्तार किया गया था ताकि उत्पादन परियोजनाओं का वित्तपोषण कवर किया जा सके।
- (vi) परियोजना प्राधिकारियों को परियोजना जल्दी पूरी करने हेतु संविदा दस्तावेज में प्रोत्साहन संबंधी उपबंध शामिल करके उन्हें प्रोत्साहित किया गया था।
- (vii) परियोजनाओं को शीघ्र पूरा करने के लिए परियोजना प्राधिकारियों को पुरस्कार देने हेतु प्रस्ताव तैयार किया गया था।
- (viii) केंद्रीय योजना परिव्यय को, 9वीं योजना की तुलना में, 10वीं योजना में तीन गुणा से अधिक बढ़ा दिया गया था।

परियोजना निष्पादन हेतु हाथ में लेने से पहले विस्तृत जांच पड़ताल की गई थी ताकि जल विद्युत के मामले में कार्य-निष्पादन के समय भौगोलिक कठिनाइयां न्यूनतम की जा सकें।

### 3.4 10वीं योजना की स्थिति

दसवीं योजनावधि के दौरान 41,110 मेगावाट क्षमता वृद्धि का लक्ष्य निर्धारित किया गया था। हालांकि परियोजनाओं की कड़ी निगरानी की गई है तथापि 10वीं योजना के दौरान 21,180 मेगावाट की क्षमता वृद्धि हासिल की गई थी।

10वीं योजना लक्ष्य में शामिल 41,110 मेगावाट में से कुल 21,281 मेगावाट क्षमता की परियोजनाएं आगे खिसक गई हैं या छोड़ दी गई हैं जिसमें 14,554 मेगावाट ताप, 6507 मेगावाट जल और 220 मेगावाट नाभिकीय विद्युत शामिल है। तथापि, सतत प्रयासों के कारण कतिपय परियोजनाएं, जो दसवीं योजना लक्ष्य में शामिल नहीं की गई थीं, परियोजना कार्यान्वयन की प्रक्रिया में तेजी लाकर और निर्माण कार्यक्रम को ध्यान में रखते हुए 10वीं योजना के दौरान लाभार्थ अभिज्ञात की गई थीं। ये कुल 1,351 मेगावाट की अतिरिक्त परियोजनाएं हैं जिनमें 1,251 मेगावाट ताप-विद्युत और 100 मेगावाट नाभिकीय विद्युत परियोजनाएं शामिल हैं। उपर्युक्त में से अगली योजनावधि में खिसकने वाली परियोजनाओं और अतिरिक्त परियोजनाओं का संक्षिप्त विवरण सारणी 3.4 में दिया गया है।

#### सारणी 3.4

#### 10वीं योजनावधि के दौरान क्षमता वृद्धि का सार

(आंकड़े मेगावाट में)

	ताप विद्युत	जल-विद्युत	नाभिकीय विद्युत	कुल
मूल कार्यक्रम	25,417	14,393	1,300	41,110
स्तिप/छोड़ दी गई क्षमता	(-)14,554	(-)6,507	(-) 220	(-)21,281
बढ़ाई जाने के लिए संभावित बैक अप क्षमता	1,251	0	100	1,351
कुल	12,114	7,886	1,180	21,180

10वीं योजना से आगे खिसकी/छोड़ी गई नई परियोजनाओं तथा परियोजनाओं में वृद्धि के कारण 10वीं योजना के दौरान क्षमता वृद्धि 21,180 मेगावाट थी

#### 3.4.1 दसवीं योजना के दौरान वर्षवार वास्तविक क्षमता वृद्धि

दसवीं योजना के दौरान 21,180 मेगावाट की क्षमता वृद्धि प्राप्त कर ली गई है। 10वीं योजना के दौरान वास्तविक क्षमता वृद्धि का वर्षवार एवं प्रकारवार विवरण सारणी 3.5 में दिया गया है।

**सारणी 3.5**  
**दसवीं योजना के दौरान वास्तविक क्षमता-वृद्धि का सार**  
**(अखिल भारतीय स्थिति)**

(आंकड़े मेगावाट में)

वर्ष (मेगावाट)	प्रकार	वास्तविक उपलब्धि
2002-03	जल-विद्युत	635
	ताप-विद्युत	2,223
	कोयला	1,210
	लिग्नाइट	460
	गैस	515
	तेल	38
	नाभिकीय	0
	<b>कुल</b>	<b>2,858</b>
2003-04	जल-विद्युत	2,590
	ताप-विद्युत	1,362
	कोयला	945
	लिग्नाइट	210
	गैस	207
	तेल	0
	नाभिकीय	50*
	<b>कुल</b>	<b>4,002</b>
2004-05	जल-विद्युत	1,015
	ताप-विद्युत	2,934
	कोयला	2,710
	लिग्नाइट	125
	गैस	70
	तेल	29
	नाभिकीय	0
	<b>कुल</b>	<b>3,949</b>
2005-06	जल-विद्युत	1,340
	ताप-विद्युत	1,589
	कोयला	830
	लिग्नाइट	125
	गैस	634
	बीजल	0
	नाभिकीय शक्ति	590**
	<b>कुल</b>	<b>3,519</b>
2006-07 (31 मार्च, 2007 तक)	जल-विद्युत	2,306
	ताप-विद्युत	4,006
	कोयला	1,630
	लिग्नाइट	125
	गैस	892
	बीजल	0
	नाभिकीय शक्ति	540
	<b>कुल</b>	<b>6,852</b>
<b>कुल योग</b>		<b>21,180</b>

\* मद्रास परमाणु शक्ति केंद्र-2 (नाभिकीय) के अपरेटिंग के कारण 50 मेगावाट की अतिरिक्त क्षमता वृद्धि

\*\* मद्रास परमाणु शक्ति केंद्र-1 (नाभिकीय) के अपरेटिंग के कारण 50 मेगावाट की अतिरिक्त क्षमता वृद्धि

10वीं योजना के दौरान चालू की गई परियोजनाओं के वर्षवार एवं परियोजनावार ब्यौरे सारणी 3.6 में दिए गए हैं।

### सारणी 3.6

#### 10वीं योजनावधि के दौरान चालू की गई परियोजनाओं की सूची

2002-03				
परियोजना का नाम	क्षेत्र/राज्य	प्रकार	क्षेत्र (हेक्टा)	
ताप-विद्युत				
प्रगति सीसीपीसी	राज्य क्षेत्र/दिल्ली	गैस	121.2	
प्रगति सीसीपीसी	राज्य क्षेत्र/दिल्ली	गैस	104.6	
रामगढ़ सीसीपीसी-2	राज्य क्षेत्र/राजस्थान	गैस	75.3	
सिंहगढ़ टीपीएस	केंद्रीय क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	कोयला	500	
नेवेल्ली एफएसटी(विस्तार)	केंद्रीय क्षेत्र/तमिलनाडु	लिग्नाइट	210	
पेदापुरम सीसीपीसी	निजी क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	गैस	78	
रायचूड़ यनिट-7	राज्य क्षेत्र/कर्नाटक	कोयला	210	
एनएलसी-II विस्तार यू-0	निजी क्षेत्र/तमिलनाडु	लिग्नाइट	250	
वालुथुड सीसीपीसी	राज्य क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	94	
तलवेड़ II	केंद्रीय क्षेत्र/उड़ीसा	कोयला	500	
रोखिया II यू-	राज्य क्षेत्र/त्रिपुरा	गैस	21	
बारामुसा जीटी विस्तार	राज्य क्षेत्र/त्रिपुरा	गैस	21	
लिकारखोंग डीजी	राज्य क्षेत्र/मणिपुर	डीजल	18	
बेन्गू फ्लैट डीजी	निजी क्षेत्र/अंडमान और निकोबार	डीजल	20	
उप जोड़ (ताप-विद्युत)				2223.1
जल-विद्युत				
बासपा II	निजी क्षेत्र/हिमाचल प्रदेश	जल-शक्ति	200	
सरदार सरोवर	राज्य क्षेत्र/गुजरात	जल-शक्ति	100	
बन सागर टन्स III	राज्य क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल-शक्ति	20	
बनसागर टन्स II	राज्य क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल-शक्ति	15	
श्री सैलाम एलपीएच	राज्य क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	जल-शक्ति	300	
उप जोड़(जल-विद्युत)				635
कुल (ताप-विद्युत+जल-विद्युत)(2002-03)				2858
(2003-04)				
ताप विद्युत				
कोटा टीपीएस, एसटी-IV	राज्य क्षेत्र/राजस्थान	कोयला	195	
सुरतगढ़ III	राज्य क्षेत्र/राजस्थान	कोयला	250	
धुवड़न सीसीपीसी	राज्य क्षेत्र/गुजरात	गैस	106.6	
नेवेल्ली एफएसटी विस्तार	केंद्रीय क्षेत्र/तमिलनाडु	लिग्नाइट	210	
कुत्रलाम सीसीपीसी	राज्य क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	100	
तलवेड़-II	केंद्रीय क्षेत्र/उड़ीसा	कोयला	500	
कुल योग(ताप-विद्युत)				1361.6
जल-विद्युत				
नथपा झाकड़ी	केंद्रीय क्षेत्र/हिमाचल प्रदेश	जल-शक्ति	1500	
चामेरा-II	केंद्रीय क्षेत्र/हिमाचल प्रदेश	जल-शक्ति	300	
बासपा-II	निजी क्षेत्र/हिमाचल प्रदेश	जल-शक्ति	100	
इंदिरा सागर संयुक्त उद्यम	केंद्रीय क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल-शक्ति	500	
श्री सैलाम एलपीएच	राज्य क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	जल-शक्ति	150	
अलमट्टी बंध	राज्य क्षेत्र/कर्नाटक	जल-शक्ति	15	
कोपिली एसटी-I	सीएस/असम	जल-शक्ति	25	
उप जोड़ (जल-विद्युत)				2590
नाभिकीय				
मद्रास परमाणु शक्ति केंद्र-2 अपरेटिंग	केंद्रीय क्षेत्र/तमिलनाडु	नाभिकीय शक्ति	50	

उप जोड़(नाभिकीय)			50
जोड़ (ताप विद्युत+जल विद्युत+नाभिकीय शक्ति से प्राप्त विद्युत)			4001.6
2004-05			
ताप-विद्युत			
रिहन्द-II	केंद्रीय क्षेत्र/उत्तर प्रदेश	कोयला	500
पानीपत यूनिट - 7 और 8	राज्य क्षेत्र/हरियाणा	कोयला	500
अकरिमोटा टीपीपी	राज्य क्षेत्र/गुजरात	कोयला	125
रामगुन्डम	केंद्रीय क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	कोयला	500
कारुपुर सीसीपीपी	निजी क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	70
मेजिया यू-4	केंद्रीय क्षेत्र/दामोदर घाटी निगम	कोयला	210
तालवेड़-II	केंद्रीय क्षेत्र/उड़ीसा	कोयला	1000
बैराबी एचएफओ	राज्य क्षेत्र/मिजोरम	डीजल	22.9
रंगत खाड़ी	राज्य क्षेत्र/अंडमान एवं निकोबार	डीजल	6.0
उप जोड़ (ताप-विद्युत)			2933.9
जल-विद्युत			
इंदिरा सागर संयुक्त उद्यम	केंद्रीय क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल शक्ति	500
सरदार सरोवर	राज्य क्षेत्र/गुजरात	जल शक्ति	350
अलमट्टी बांध पीएच	राज्य क्षेत्र/कर्नाटक	जल शक्ति	165
उप जोड़(जल-विद्युत)			1015.0
कुल जोड़(ताप विद्युत+जल विद्युत) 2004-05			3948.9
2005-06			
ताप-विद्युत			
रिहन्द-II	केंद्रीय क्षेत्र/उत्तर प्रदेश	कोयला	500
अकरिमोटा टीपीपी	राज्य क्षेत्र/गुजरात	कोयला	125
कारुपुर सीसीपीपी	निजी क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	49.8
जोजोबेरा	निजी क्षेत्र/झारखंड	कोयला	120
वातेन्थारवी	निजी क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	38
जगरुपादु सीसीपीपी	निजी क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	गैस	220
परिछा विस्तार	राज्य क्षेत्र/उत्तर प्रदेश	कोयला	210
धुवडन	राज्य क्षेत्र/गुजरात	गैस	72
वेमागिरी-I	निजी क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	गैस	233
रोखिया जोटी	राज्य क्षेत्र/त्रिपुरा	गैस	21
उप जोड़(ताप-विद्युत)			1588.8
नाभिकीय			
तारापुर परमाणु शक्ति परियोजना यूनिट 3 और 4	केंद्रीय क्षेत्र/महाराष्ट्र	नाभिकीय	540
मद्रास परमाणु शक्ति परियोजना-1 अपरेटिंग	केंद्रीय क्षेत्र/तमिलनाडु	नाभिकीय	50
उप जोड़ (नाभिकीय)			590
जल-विद्युत			
धौलिगंगा	राज्य क्षेत्र/उत्तरांचल	जल-शक्ति	280
सरदार सरोवर	राज्य क्षेत्र/गुजरात	जल-शक्ति	800
अलमट्टी बांध पीएच	राज्य क्षेत्र/कर्नाटक	जल-शक्ति	110
पिकारा अल्टीमेट एसटी	राज्य क्षेत्र/तमिलनाडु	जल-शक्ति	150
उप जोड़(जल-विद्युत)			1340
कुल जोड़(ताप-विद्युत+नाभिकीय विद्युत+जल विद्युत) 2005-06			3519
2006-07			
ताप-विद्युत			
वेलेन्थारवी	राज्य क्षेत्र/तमिलनाडु	गैस	14.8
वेमागिरी-I सीसीपीपी	निजी क्षेत्र/ आंध्र प्रदेश	गैस	137
रत्नागिरी गैस (संयुक्त उद्यम) सीसीपीपी-II	केंद्रीय क्षेत्र/महाराष्ट्र	गैस	740
विध्याचल	एनटीपीसी	कोयला	500
ऊंचाहार III	एनटीपीसी	कोयला	210
परिछा विस्तार	राज्य क्षेत्र/उत्तर प्रदेश	कोयला	210

रायलसीमा II	राज्य क्षेत्र/आंध्र प्रदेश	कोयला	210
गिराल लिग्नाइट	राज्य क्षेत्र/राजस्थान	लिग्नाइट	125
न्यू परल	राज्य क्षेत्र/महाराष्ट्र	कोयला	250
धोलपुर सीसीपीपी	राज्य क्षेत्र/राजस्थान	गैस	110
कहलगांव II	एनटीपीसी	कोयला	500
मंजिया पुर	डीवीसी	कोयला	250
कोरबा पूर्व विस्तार	राज्य क्षेत्र/छत्तीसगढ़	कोला	250
उप जोड़ (ताप-विद्युत)			4006
नामिकीय			
तारापुर 3 और 4	केंद्रीय क्षेत्र/महाराष्ट्र	नामिकीय	540
उप जोड़ (नामिकीय)			540
जल विद्युत			
विष्णु प्रयाग			
टिहरी	निजी क्षेत्र/उत्तरांचल	जल	400
तारजी	टीएचडीसी	जल	1000
भवानी कठालाई	राज्य क्षेत्र/हिमाचल प्रदेश	जल	126
सरदार सरोवर	तमिलनाडु	जल	30
बनासागर IV	राज्य क्षेत्र/गुजरात	जल	200
भारी खेड़	राज्य क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल	20
कबी लांगपी	राज्य क्षेत्र/मध्य प्रदेश	जल	40
दुलहस्ती	राज्य क्षेत्र/असम	जल	100
उप जोड़ (जल-विद्युत)	एनएचपीसी	जल	390
कुल जोड़ (ताप विद्युत+नामिकीय विद्युत+जल विद्युत)			2306
			6852
10वीं योजना के दौरान 3 खिल भारतीय स्तर पर अपना भविष्य का विवरण			
ताप विद्युत (कोयला+गैस+डीजल)			12114
(जल विद्युत)			7886
(नामिकीय विद्युत)			1180
कुल जोड़			21180

21180 मेगावाट की 10वीं योजना क्षमता वृद्धि का सार और कुल 21180 मेगावाट क्षमता वाली परियोजनाओं की विस्तृत सूची क्रमशः परिशिष्ट 3.3 और परिशिष्ट 3.4 में दी गई है।

### 3.4.2 10वीं योजना के दौरान, लक्ष्य की तुलना में, विचलनों (डेविएशंस) का ब्योरा

दसवीं योजना के लक्ष्य की तुलना में चालू की गई अतिरिक्त परियोजनाओं तथा आगे खिसक गई परियोजनाओं का ब्योरा सारणी 3.7 में दिया गया है।

सारणी 3.7

अतिरिक्त परियोजनाओं और 41,110 मेगावाट के 10वीं योजना से संबंधित लक्ष्य क्षमता से आगे खिसकी परियोजनाओं का परियोजनाओं का ब्योरा					
अगली योजना अवधि तक खिसकी परियोजनाएं			अतिरिक्त परियोजनाएं (10वीं योजनावधि के 41,110 मेगावाट लक्ष्य में शामिल नहीं)		
एजेंसी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)	एजेंसी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)
ताप-विद्युत	केंद्रीय क्षेत्र की परियोजना		ताप-विद्युत	केंद्रीय क्षेत्र की परियोजना	
राष्ट्रीय	बाढ़	660	राष्ट्रीय ताप विद्युत	विध्याचल टीपीएस-III यूनिट 10	500
ताप विद्युत निगम			निगम		
	कहलगांव एसटीपीएस स्टेज II * फेज. I यू-5	160			
	उत्तरी कर्णपुर टीपीपी यू-1	660			



	सिपत 2x660 एसटीपीपी-1 यू-1 और 2	1320			
	दादरी टीपीएस 1x490	490			
	सिपत 2x660 एसटीपीएस II* यू-4	160			
एनएलसी	नेवेल्ली 2x250 टीपीएस II ईएक्सपी.यू-1 और 2	500			

डीवीसी	मैथन आरबी टीपीपी 4x250 यू-21 से 4	1000			
एनईईपीसी ओ	मोनारवक सीसीपीपी जीटी+एसटी	500			
डीवीसी	चंद्रपुर टीपीएस विस्तार यू 7 और 8	500			
एनटीपीसी	रत्नगिरी गैस (संयुक्त उद्यम)	704			
उप जोड़ (केंद्रीय क्षेत्र)		6904	उप जोड़ (केंद्रीय क्षेत्र)		500

अगली योजना में गई परियोजना			अतिरिक्त परियोजना		
एजेन्सी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)	एजेन्सी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)
ताप-विद्युत			ताप-विद्युत		
राज्य क्षेत्र			राज्य क्षेत्र		
			सीएसईबी	कोरबा ईस्ट टीपीपी यू-1 40 मेगावाट	40*
राजस्थान (आरआरई सीएल)	मथानिया आईएससीसीजीटी + एसटी	140	डीपीएल-डब्ल्यूबी	दुर्गापुर टीपीएस विस्तार	300
झारखंड	तेनुघाट टीपीपी-II यूनिट 3	210	एमएसईबी	पारस टीपीएस विस्तार यूनिट-1	250
उत्तर प्रदेश	अनपाड़ा(सी) 1x500 यू-1	500	एनपीएसईबी		
पंजाब	कराइकल सीसीजीटी जीटी+एसटी	100	आरआरवीयूएनएल	घोलपुर सीसीपीपी	110
मेघालय	बिमिहाट डीजीपीपी	24	आरआरवीयूएनएल	गिराल टीपीपी यूनिट 1	125
मेघालय	मेन्दीपाथड़ डीजीपीपी	24	नागालैंड		
असम (एसईबी)	लाकवा डब्ल्यूएवएसटी		त्रिपुरा	रोखिया जीटी	21
पश्चिम बंगाल	बकरेश्वर -यू-5 टीपीएस. II	420	यूपीआरवीयूएनएल	पारिछा टीपीएस एक्सटेंशन यूनिट 4	210
पंजाब	जीएचटीपीपी	500	पश्चिम बंगाल		
छत्तीसगढ़	कोरबा ईस्ट	210	जीएसईसीएल	धुवरन(एलएनजी) एक्सटेंशन	72
गुजरात	केएलटीपीएस	75	पश्चिम बंगाल		
आंध्र प्रदेश	रायलसीमा	210			
कर्नाटक	बेल्लारी	500			
पश्चिम बंगाल	सागर डिघी	250	अंडमान एवं निकोबार द्वीप	रंगत खाड़ी	1
मध्य प्रदेश	बीरसिंगपुर विस्तार	500			
महाराष्ट्र	पारस विस्तार	250			
महाराष्ट्र	न्यू परली टीपीएस	250			
उप जोड़ (राज्य क्षेत्र)		4201	उप जोड़ (राज्य क्षेत्र)		579
निजी क्षेत्र			निजी क्षेत्र		
बिहार	बिहटा टीपीपीयू-1	135			
गुजरात	जामनगर टीपीपी 2x250	500	अमिलनाडु	कुरुपुर सीसीजीटी	119.8
कर्नाटक	हासन सीसीपीपी जीटी +एसटी यू-1 और 2	189			
कर्नाटक	कणिमाणिक सीसीपीपीजीटी+एसटी	107.6	तमिलनाडु	वालेन्थारावाड सीसीजीटी	52.8
पंजाब	गोविंदवाल टीपीपी यूनिट 1 और 2	500			
मध्य प्रदेश	बिना टीपीपी 2x289 यू 1 और 2	578			

आंध्र प्रदेश	जोगुलुपादु सीसीजीटी * विस्तार जीटी	10		
आंध्र प्रदेश	रामगुंडम बीपीएल यू 1 और 2	520		
आंध्र प्रदेश	कोनासीमा गैस	445		
आंध्र प्रदेश	गौतमी गैस	464		
उप जोड़ (निजी क्षेत्र)		3448.6	उप जोड़ (निजी क्षेत्र)	172.6
कुल (ताप-विद्युत)	केंद्रीय क्षेत्र+राज्य क्षेत्र+ निजी क्षेत्र	14553.6	कुल (ताप-विद्युत)	1251.6

दसवीं योजना में खिसकी परियोजनाएं			अतिरिक्त परियोजनाएं		
एजेंसी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)	एजेंसी/राज्य का नाम	परियोजना का नाम	क्षमता (मेगावाट)
जल-विद्युत			जल-विद्युत		
	एनएचपीसी बीएवी II महाराष्ट्र	37			
	एनएचपीसी सेवा II जम्मू एवं कश्मीर	120			
एनजेपीसी	रामपुर/संयुक्त उद्यम	400			
	टीएचडीसी टिहड़ी एसटी II (पीएसएस)	1000			
	एनएचपीसी तिस्ता निचला बांध- IV	168			
एनएचपीसी/डब्ल्यू बीपीसीसीएल (संयुक्त उद्यम)	पुरलिया पीएसएस	900			
	एनएचडीसी ओंकारेश्वर मध्य प्रदेश	520			
एनईईपीसीसी	टुडरियल मिजोरम	60			
पीआईडब्ल्यू पंजाब राज्य विद्युत बोर्ड	शाहपुर कंडी, पंजाब	168			
हिमाचल प्रदेश राज्य विद्युत बोर्ड	काशिंग-I	66			
मेघालय	मिन्तडु (लिस्को)-I	84			
घामवाड़ी पावर कं०	घामवाड़ी सुन्डा एचईपी	70			
एसएमएचपीसी	माहेश्वर	400			
पी एंड ई विभाग मिजोरम	बैरावी बांध, मिजोरम	80			
आंध्र प्रदेश	जुलला प्रिया	78			
केरल	कुटिटथाडी एयूजी	100			
तमिलनाडु	भवानी कललाई	60			
टीएचडीसी	कोटेश्वर	400			
एनएचपीसी	तिस्ता निचला बांध-III	132			
सिक्किम	तिस्ता-V	510			
जम्मू एवं कश्मीर	बगलिहार	450	नाभिकीय		
उत्तरांचल	मनेरीमाली	304		एमएपीपी I और II	100
महाराष्ट्र	घाटघर पीएसएस	250			
उड़ीसा	बालीमैला	150			
कुल जल विद्युत		6507	कुल (ताप+नाभिकीय)		100
कुल जोड़ (अमली योजना में जाने वाली परियोजनाएं) (ताप विद्युत+जल विद्युत)		21060.6	कुल जोड़ (अतिरिक्त)	ताप विद्युत+नाभिकीय	1351.6
नाभिकीय					
कैबा यू 3		220			
कुल जोड़ (प्लिपेज) (तापीय+ जल विद्युत+ नाभिकीय)		21280.6	कुल जोड़ (अतिरिक्त)	ताप विद्युत+नाभिकीय	1351.6

\* यूनिट आकार के 210 मेगावाट से बदलकर 250 मेगावाट हो जाने के कारण।

### 3. 5 10वीं योजनावधि से अगली योजनावधि में परियोजनाओं के खिसकने के कारण

9वीं पंचवर्षीय योजनावधि के दौरान प्राप्त क्षमता वृद्धि 20000 मेगावाट से कम थी। 10वीं योजनावधि के दौरान 41,110 मेगावाट की क्षमता वृद्धि का लक्ष्य केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्र की विद्युत उत्पादक कंपनियों के लिए एक बड़ी चुनौती थी। विद्युत मंत्रालय और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 10वीं योजनावधि के दौरान क्षमता वृद्धि के योजनागत लक्ष्य प्राप्त करने के लिए कार्यनीति तैयार की तथा परियोजनाओं की प्रगति पर कड़ी निगरानी रखी। जिन परियोजनाओं में संतोषजनक प्रगति नहीं हो रही थी उनकी पहचान की गई थी और उनके क्रियान्वयन में बाधाओं को हटाने के लिए समेकित प्रयास किए गए थे। तथापि, परियोजना प्राधिकारियों, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण और विद्युत मंत्रालय द्वारा सर्वोत्तम प्रयास किए जाने के बावजूद कुछ जल-विद्युत और ताप-विद्युत परियोजनाएं के 10वीं योजनावधि से 11वीं योजनावधि में खिसक गईं। किए गए विश्लेषण के अनुसार, परियोजना क्रियान्वयन में विलंब के प्रमुख कारण निम्नलिखित थे:

- (क) 10वीं योजनावधि के दौरान निष्पादित की जाने वाली ताप-विद्युत परियोजनाओं के मामले में परियोजनाओं के अगली योजनावधि में खिसक जाने का मुख्य कारण मुख्य संयंत्र संबंधी आदेश देने में विलंब होना था। विनिर्माताओं द्वारा सामग्री की निरंतर आपूर्ति नहीं किया जाना भी विलंब का एक कारण था। आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों द्वारा आपूर्ति/निर्माण में विलंब किए जाने के कारण भी बहुत अधिक क्षमता-सृजन कार्य अगली योजनावधि में खिसक गया।
- (ख) मूल 10वीं योजना लक्ष्य से अगले योजना लक्ष्य में जल-विद्युत योजनाओं के खिसकने के मुख्य कारण ये थे- कार्य सौंपने में विलंब, निवेश संबंधी निर्णयों में विलंब, वन-विभाग से क्लियरेंस प्राप्ति में विलंब, प्राकृतिक आपदा और भू-वैज्ञानिक कठिनाइयों का उत्पन्न होना। राज्य क्षेत्र की जल विद्युत परियोजनाओं में विलंब निधि संबंधी बाधाओं के कारण हुआ।
- (ग) राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम की अतिक्रांतिक प्रौद्योगिकी पर आधारित लगभग 3960 मेगावाट (660 मेगावाट यूनिट आकार) परियोजनाओं को 10वीं योजनावधि के दौरान संस्थापित करना व्यवहार्य नहीं हो सका। मूलतः राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम (एनटीपीसी) यह विचार कर रहा था कि स्वदेशी निर्माता, भारत हेवी इलेक्ट्रिकल्स लिमिटेड ( बीएचईएल) करार करेगा और उनके पास सहयोग करार होगा एवं इन परियोजनाओं के विकास के लिए निविदा में भाग लेगा। तथापि, बीएचईएल द्वारा प्रौद्योगिकी हस्तांतरण हेतु व्यवस्था में विलंब करने के कारण निविदा जारी करने और आदेश प्रदान करने में विलंब हुआ।
- (घ) 10वीं योजनावधि के लक्ष्य में कुछ जल-विद्युत परियोजनाएं शामिल की गई थीं जिनके मामले में विभिन्न अनिवार्य क्लियरेंस जैसेकि तकनीकी-आर्थिक क्लियरेंस, पीआईबी, पर्यावरण संबंधी क्लियरेंस, आदि के संदर्भ में तैयारी पूरी न हो पाने के कारण क्लियरेंस प्राप्त नहीं हो पाई।
- (ङ) कुल 1713 मेगावाट की निम्नलिखित गैस आधारित विद्युत परियोजनाएं गैस की अनुपलब्धता के कारण 10वीं योजनावधि से खिसकर अगली योजनावधि में चली गईं-

- (क) कोनासीमा 445 मेगावाट  
 (ख) गौतमी 464 मेगावाट  
 (ग) कराइकल 100 मेगावाट  
 (घ) रत्नागिरी सीपीपी.॥ (ढाबोल) 704 मेगावाट

इसके अतिरिक्त, 1450 मेगावाट क्षमता की निम्नलिखित परियोजनाएं गैस की अनुपलब्धता के कारण मध्यावधि मूल्यांकन के दौरान पहचानी गई अतिरिक्त परियोजनाओं से आगे खिसक गई :

- (ङ) कवास (एनटीपीसी) 725 मेगावाट  
 (च) गांधार (एनटीपीसी) 725 मेगावाट

- (च) निजी क्षेत्र के मामले में परियोजनाएं राज्य सरकार द्वारा एस्करो कवर नहीं दिए जाने और विकासकों (डवलपर्स) को वित्तीय बंदी प्राप्त न होने के कारण अगली योजनावधि में खिसक गई थीं।

नीचे की सारणी में 10वीं योजनावधि के लक्ष्यों के अगली योजनावधि में खिसक जाने के कारणों का ब्यौरा दिया गया है:

सारणी 3.8

(आकड़ों में मेगावाट में)

क्र. सं.	परियोजनाओं के अगली योजनावधि में खिसक जाने के प्रमुख कारण	मूल योजना				अतिरिक्त परियोजनाएं ताप विद्युत	कुल योग	टिप्पणी
		ताप विद्युत	जल विद्युत	नाभिकीय विद्युत	कुल			
1	आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों द्वारा सामग्री आपूर्ति/निर्माण करने में विलंब	2670	679	220	3569	3350 *	6919	* सर्वोत्तम प्रयास आधार पर शामिल 1300 मेगावाट की परियोजनाएं शामिल हैं अन्यथा इन्हें XI वीं योजनावधि में संस्थापित किया जाना था (सिपत 5-500, कहलगांव-6-500, सागर डिगी-300 मेगावाट)
2	बीएचईएल द्वारा अति क्रांतिक प्रौद्योगिकी सहयोग प्राप्त होने में विलंब (सिपत के एक यूनिट और कहलगांव के एक यूनिट को बदलकर 500 मेगावाट यूनिट की परियोजना कर दिया गया)	3960			3960		3960	

क्र. सं.	परियोजनाओं के अगली योजनावधि में खिसक जाने के प्रमुख कारण	मूल योजना				अतिरिक्त परियोजनाएं ताप विद्युत	कुल योग	टिप्पणी
		ताप विद्युत	जल विद्युत	नामिकीय विद्युत	कुल			
3	गैस की अनुपलब्धता	1713			1713	1450**	3163	**रिलायंस इंडिया लिमिटेड के साथ गैस बिक्री और क्रय करार नहीं हो पाने के कारण कवास और गांधार सीसीजीटी परियोजना शुरू नहीं की जा सकी।
4	मुख्य रूप से राज्य क्षेत्र/एनएलसी में कार्य सौंपने में विलंब	1423	222		1645	835	2480	
5	एस्करो कवर नहीं दिए जाने/वित्तीय बंदी उपलब्ध न होने/निधियां प्रदान न किए जाने के कारण परियोजनाएं शुरू नहीं की गईं	5278			5278	23	5301	
6	क्लियरेंस/निवेश संबंधी निर्णय में विलंब(जल-विद्युत परियोजनाएं)		2391		2391		2391	
7	जल-विद्युत परियोजनाएं- पर्यावरण क्लियरेंस में विलंब, भूवैज्ञानिक कठिनाइयों, प्राकृतिक आपदाओं, आरएंडआर मामलों, समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर में विलंब, न्यायालय में पड़े मामलों के कारण परियोजना कार्यान्वयन में विलंब हुआ।		3155		3155		3155	
8	कानून और व्यवस्था की समस्याएं	500	60		560		560	
9	सर्वोत्तम प्रयास आधार पर शामिल की गई अत्यधिक महत्वपूर्ण परियोजनाएं (जो अन्यथा XIवीं योजनावधि के लिए थीं)					1220	1220	
10	आकार में परिवर्तन के कारण समायोजन	(-)990	-		(-)990	91	(-)899	
	कुल	14554	6507	220	21281	6969	28250	

10वीं योजनावधि से परियोजनाओं के आगे खिसकने के कारणों का विश्लेषण किया गया। ताप-विद्युत और जल-विद्युत परियोजनाओं के मूल लक्ष्य से खिसकने के विस्तृत कारण नीचे उल्लिखित परिशिष्टों में बताए गए हैं :

**परिशिष्ट - 3.5:** ताप-विद्युत परियोजनाओं के मूल दसवीं योजनावधि से अगे खिसकने के कारणों का विस्तृत विवरण।

**परिशिष्ट - 3.6:** जल-विद्युत परियोजनाओं के दसवीं योजनावधि से आगे खिसकने के कारणों का विस्तृत विवरण।

### 3.6 संस्थापित क्षमता (31.03.2007 की स्थिति के अनुसार)

31.03.07 की स्थिति के अनुसार कुल संस्थापित क्षमता 1,32,330 मेगावाट थी जिसमें 34,654 मेगावाट जल-विद्युत, 86,015 मेगावाट ताप-विद्युत (गैस और डीजल के प्रयोग से उत्पादित विद्युत सहित), 3,900 मेगावाट नाभिकीय आधारित विद्युत संयंत्रों से उत्पादित और 7,761 मेगावाट, पवन सहित नवीकरणीय स्रोतों से उत्पादित विद्युत शामिल है। संस्थापित क्षमता का क्षेत्रवार ब्यौरा सारणी 3.9 में दिया गया है।

#### सारणी 3.9

31.03.2007 की स्थिति के अनुसार संस्थापित क्षमता का संक्षिप्त विवरण

(आंकड़े मेगावाट में)

क्षेत्र	जल-विद्युत	ताप-विद्युत					नाभिकीय	आर.ई.एस.@	कुल
		कोयला	लिग्नाइट	गैस \$	डीजल	कुल			
केंद्रीय	7562	25270	2490	5899	0	33659	3900	0	45121
राज्य	25786	38530	590	3610	605	43334	0	976	70096
प्रिजी	1306	3741	500	4183	597	9022	0	6785	17113
कुल	34654	67541	3580	13692	1202	86015	3900	7761	132330

स्रोत: औरमएलएफ प्रकाशक केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण

@ आरईएस = नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत जिसमें जल-विद्युत परियोजना, बायोमास गैस, बायोमास पावर, सौर और औद्योगिक अपशिष्ट शक्ति और पवन ऊर्जा शामिल हैं।

\$ इसमें द्रवित ईंधन आधारित कायमकुलम परियोजना से उत्पादित 350 मेगावाट विद्युत शामिल है।

### 3.7 दसवीं योजना के दौरान वर्षवार विद्युत आपूर्ति स्थिति

दसवीं योजना के वर्ष 2002-03, 2003-04, 2004-05, 2005-06 और 2006-07 के दौरान वर्षवार वास्तविक विद्युत आपूर्ति की स्थिति सारणी 3.10 में दी गई है।

#### सारणी 3.10

वास्तविक विद्युत आपूर्ति स्थिति (अखिल भारतीय आधार)

वर्ष	चरम मांग की स्थिति				ऊर्जा			
	आवश्यकता (मेगावाट)	उपलब्धता (मेगावाट)	अधिशेष (+) कमी (-) मेगावाट	कमी/अधिशेष %	आवश्यकता (मिलियन मात्रक)	उपलब्धता (मिलियन मात्रक)	अधिशेष (+) कमी (-) मिलियन मात्रक	कमी/अधिशेष %
2002-03	81492	71547	-9945	-12.2	545983	497690	-48093	-8.8
2003-04	84574	75066	-9508	-11.2	559264	519398	-39866	-7.1
2004-05	87906	77652	-10254	-11.7	591373	548115	-43258	-7.3
2005-2006	93255	81792	-11463	-12.3	631757	578819	-52938	-8.4
2006-07	100715	87105	-13610	-13.5	693057	624716	-68341	-9.9

**3.8 11वीं योजना के लिए परियोजनाओं के चयन की कार्यनीति**

11वीं योजना के दौरान क्षमता वृद्धि की योजना बनाते समय लक्ष्यों का आगे खिकसने का परिहार करने के लिए योजना लक्ष्य युक्तिसंगत रूप से निर्धारित करने हेतु प्रयास किए गए हैं।

11वीं योजनावधि की परियोजनाओं की सूची में विभिन्न परियोजनाओं को शामिल करते समय सामान्यतः निम्नलिखित दिशा-निर्देशों को अपनाया गया है:

- 10वीं योजनावधि में निष्पादन हेतु पहले से शामिल की गई परियोजनाएं जिन्हें 11वीं योजनावधि में चालू किया जाना है।
- वे ताप विद्युत परियोजनाएं जिनके संबंध में राज्य और केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के निगमों द्वारा पहले ही अधिनिर्णय पत्र जारी किया जा चुका है।
- वे ताप-विद्युत परियोजनाएं जिनके संबंध में अधिनिर्णय पत्र पहले ही जारी किया जा चुका है और निजी विकासकों द्वारा वित्तीय बंदी प्राप्त कर ली गई हैं।
- वे ताप-विद्युत परियोजनाएं जिनके संबंध में अधिनिर्णय पत्र 30 सितंबर 2008 तक जारी कर दिए जाने की आशा है और परियोजना के पूरा होने में लगने वाली सामान्य अवधि को ध्यान में रखते हुए जिन्हें 11वीं योजनावधि के दौरान चालू कर दिए जाने की आशा है।
- वे जल विद्युत परियोजनाएं जिनकी सहमति केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा दे दी गई है और मुख्य पैकेजों के लिए आदेश मार्च 2007 तक जारी कर दिए जाने की संभावना है।
- उपर्युक्त के अतिरिक्त कुछ छोटी जल-विद्युत परियोजनाएं भी शामिल की गई हैं जो आरओआर(नदी प्रवाह) प्रकार की भूतल विद्युत गृह हैं और जिनके पूरा हो जाने की सामान्य अवधि 5 वर्ष से कम है। इसके लिए अन्य औपचारिकताओं को पूरा करने हेतु कठोर प्रयास किए जाने की आवश्यकता है। योजना के सफलतापूर्वक क्रियान्वयन की कुंजी यह है कि संयंत्र और उपकरण हेतु आदेश तथा निर्माण ठेके समय से दे दिए जाएं। 11वीं योजनावधि के दौरान निर्धारित 76460 मेगावाट क्षमता में से लगभग 44000 मेगावाट क्षमता सृजन का कार्य किया जा रहा है। आवश्यक क्लियरेंस प्राप्त करने और शेष क्षमता हेतु आदेश दिए जाने के हर संभव प्रयास 11वीं योजनावधि के पहले वर्ष में ही किए जाएं।

उपर्युक्त दिशा-निर्देशों से लक्ष्यों को पूरा करने में 10वीं योजनावधि की तुलना में अधिक आत्मविश्वास सुनिश्चित होगा।

**3.9 निष्कर्ष**

9वीं योजनावधि के दौरान क्षमतावृद्धि के संबंध में उपलब्धि लक्ष्य का 47.5% थी 8वीं योजनावधि के दौरान उपलब्धि की गई 53.7% की क्षमता वृद्धि से भी कम है। विभिन्न क्षेत्रों में हुई इस कमी को पूरा करने के लिए बाद की योजनावधियों में पर्याप्त क्षमतावृद्धि करनी होगी ताकि चरम मांग की अवधि के दौरान ऊर्जा आवश्यकता और कुल ऊर्जा आवश्यकता की समग्र मांग को पूरा किया जा सके। 10वीं योजना के दौरान संभव अधिकतम क्षमता सृजित करने के लिए एक विस्तृत कार्यनीति तैयार की गई है और एक सघन निगरानी तंत्र विकसित की गई जिसके द्वारा नियमित रूप से स्थल निरीक्षण किया जा रहा है तथा केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण और विद्युत मंत्रालय द्वारा समीक्षा बैठकें की जा रही हैं ताकि परियोजना के क्रियान्वयन में आने वाली बाधाओं को दूर किया जा सके। दसवीं योजना के दौरान खिसकी परियोजनाओं के कारणों का विस्तार से विश्लेषण किया गया है। ग्यारहवीं योजना की परियोजनाओं के चयन हेतु भी विस्तृत कार्यनीति बनाई गई।

परिशिष्ट 3.1

## 10वीं योजनावधि के दौरान क्षमता वृद्धि (41110) का सार

		जल-विद्युत	ताप-विद्युत	नाभिकीय	कुल
क	क्षेत्रवार				
	केंद्रीय	8742	12790	1300	22832
	राज्य	4481	6676	0	11157
	निजी	1170	5951	0	7121
	कुल	14393	25417	1300	41110
ख	क्षेत्रवार				
	उत्तरी	7274	5046	0	12320
	पश्चिमी	3752	6604	1080	11436
	दक्षिणी	1158	5998	220	7376
	पूर्वी	1860	7075	0	8935
	पूर्वोत्तर	349	669	0	1018
	अंडमान और निकोबार द्वीप समूह	0	25	0	25
	कुल	14393	25417	1300	41110
ग	स्थिति वार				
	मंजूरशुदा चालू	8088	7634	1300	17022
	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा क्लियरेंस प्राप्त	3504	9327	0	12831
	राज्य द्वारा क्लियरेंस प्राप्त	130	648	0	778
	नई स्कीमें	2671	7808	0	10479
	कुल	14393	25417	1300	41110



10वीं योजनावधि के दौरान लाभार्थ शामिल की गई विद्युत परियोजनाओं (41,110 मेगावाट) की सूची  
(केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्र)

संयंत्र का नाम	स्थिति	ईंधन प्रकार	क्षेत्र	क्षमता मेगावाट	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	लाभ 10वीं योजना
उत्तरी क्षेत्र										
केंद्रीय क्षेत्र										
एनएचपीसी										
चामेरा II	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	300			300			300
दुलहस्ती	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	390		390				390
घोलिंगगा	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	280			280			280
सेया II	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	केंद्रीय	120					120	120
उप जोड़ (एनएचपीसी)				1090	0	390	580	0	120	1090
एनजेपीसी										
नाथपा आकड़ी	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	1500		1500				1500
समपुर	नई	जल शक्ति	केंद्रीय	400					400	400
उप जोड़ (एनजेपीसी)				1900	0	1500	0	0	400	1900
एनटीपीसी										
रिहंद II	मंजूर एवं चालू	कोयला	केंद्रीय	1000				500	500	1000
ऊँचाहर III	नई	कोयला	केंद्रीय	210					210	210
बादरी II	नई	कोयला	केंद्रीय	490					490	490
उप जोड़ (एनटीपीसी)				1700				500	1200	1700
टीएचडीसी										
टिहरी-I	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	1000	250	750				1000
कोटेश्वर	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	400				400		400
टिहरी पीएसएस	नई	पीएसटीओ आर	केंद्रीय	1000				500	500	1000
उप जोड़ (टीएचडीसी)				2400	250	750	0	900	500	2400
एनएलसी										
बरसिंगसार	नई	लिग्नाइट	केंद्रीय	500					250	250
कुल उत्तरी क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र)				7590	250	2640	580	1400	2470	7340
राज्य क्षेत्र										
दिल्ली										
प्रगति (जीटी2+एसटी)	मंजूर एवं चालू	गैस	राज्य	225.78	225.78					225.78
उप जोड़ (दिल्ली)				225.78	225.78	0	0	0	0	225.78
हरियाणा										
पानीपत युनिट 7 और 8	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	राज्य	500				500		500
उप जोड़ (हरियाणा)				500	0	0	0	500	0	500

परिशिष्ट 3.2  
पृष्ठ 8 का 2

हिमाचल प्रदेश										
लारणी	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	126			126			126
काशग-1	नई	जल शक्ति	राज्य	66					66	66
उप जोड़ (हिमाचल प्रदेश)				192	0	0	126		66	192
जम्मू एवं कश्मीर										
बगलेश्वर	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	450					450	450
उप जोड़ (जम्मू एवं कश्मीर)				450	0	0	0	0	450	450
पंजाब										
जीएचटीपीपी-11	मंजूर एवं वादा	कोयला	राज्य	500					500	500
शाहपुरझंडी	मंजूर एवं वादा	जल शक्ति	राज्य	168					168	168
उप जोड़ (पंजाब)				668	0	0	0	0	668	668
राजस्थान										
रामगढ़-2	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	गैस	राज्य	75.32	75.32					75.32
मावाहनिया सीसीपीपी	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	द्रवित प्राकृतिक गैस	राज्य	140			140			140
कोटा टीपीएस एस्सी IV	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	राज्य	195		195				195
सुरतगढ़ III	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	राज्य	250		250				250
उप जोड़ (राजस्थान)				660.32	75.32	445	140	0		660.32
उत्तर प्रदेश										
परिध विस्तार	नई	कोयला	राज्य	420						
अनपाड़क	नई	कोयला	राज्य	1000					210	210
उप जोड़ (उत्तर प्रदेश)				1420	0	0	0	0	500	500
उत्तरांचल										
मनेरीमाली II	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	304					304	304
उप जोड़ (उत्तरांचल)				304	0	0	8	8	304	304
कुल उत्तरी क्षेत्र (राज्य क्षेत्र)				4420.1	301.1	445	266	500	2198	3710.1
निजी क्षेत्र										
पंजाब										
गोविंदवाल साहिब	राज्य क्षेत्र	कोयला	निजी	500						
उप जोड़ (पंजाब)				500	0	0	0	0	500	500
हिमाचल प्रदेश										
वासपा	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	निजी	300		300				300
धामवारी सुंडा	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	निजी	70					70	70

परिशिष्ट 3.2  
पृष्ठ 8 का 3

उप जोड़(हिमाचल प्रदेश) (निजी क्षेत्र)				370	0	300	0	0	70	370
उत्तरांचल										
विष्णु प्रयाग	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	निजी	400					400	400
उप जोड़(उत्तरांचल) (निजी क्षेत्र)				400	0	0	0	0	400	400
कुल उत्तरी क्षेत्र (निजी क्षेत्र)				1270	0	300	0	0	970	1270
कुल (उत्तरी क्षेत्र)				13280.1	551.1	3385	846	1900	5638	12320.1
पश्चिमी क्षेत्र										
केंद्रीय क्षेत्र										
एनपीसी										
तारपुर (यूनिट 3 और 4)	मंजूर एवं चालू	नाभिकीय संयंत्र से उत्पादित विद्युत	केंद्रीय	1080				540	540	1080
एनटीपीसी										
सिपत I	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	केंद्रीय	1980				660	660	1320
सिपत II	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	केंद्रीय	660					660	660
विद्याचल III	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	केंद्रीय	1000					500	500
उप जोड़(एनटीपीसी)								660	1820	2480
एनएचपीसी										
बीएवी-II	नई	जल शक्ति	केंद्रीय	37					37	37
उप जोड़(एनएचपीसी)				37	0	0	0	0	37	37
एनएचडीसी										
ऑकोरेश्वर	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	संयुक्त उद्यम	520					520	520
इंदिरा सागर	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	संयुक्त उद्यम	1000		125	750	125		1000
उप जोड़(एनएचडीसी)					0	125	750	125	520	1520
उप जोड़ पश्चिमी क्षेत्र(केंद्रीय क्षेत्र)				6277	0	125	750	1325	2917	5117
राज्य क्षेत्र										
गुजरात										
सरदार सरोवर-2	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	राज्य	1450		250	400	600	200	1450
अकरिमोटा	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	लिग्नाइट		250	125	125				250
केएलटीपीएस विस्तार(पनान)	नई	लिग्नाइट							75	75
धुबई	केंद्रीय विद्युत	गैस		106.62			106.62			106.62

[illegible]

कैगा(यूनिट 3)	मंजूर एवं चालू	नामिकी य संयंत्र से उत्पादित विद्युत	केंद्रीय	220					220	220
एनटीपीसी सिहाद्री	मंजूर एवं चालू	कोयला	केंद्रीय	1000	500					500
रामानुजम III	मंजूर एवं चालू	कोयला	केंद्रीय	500				500		500
उप जोड़ (एनटीपीसी)				1500	500	0	0	500	0	1000
उप जोड़ दक्षिणी क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र की परियोजना)				2640	920	0	0	500	720	2140
राज्य क्षेत्र										
आंध्र प्रदेश										
रायलसीमा II	मंजूर एवं चालू	कोयला	राज्य	420					420	420
श्री सैलाम एलबीपीएच	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	राज्य	450	300	150				450
जुयल प्रिया	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	235					78.2	78.2
उप जोड़ (आंध्र प्रदेश)				1105	300	150	0	0	498.2	948.2
कर्नाटक										
सयचुड़ यूनिट 7	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	राज्य	210	210					210
अतमाटी बांध	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	290			165	125		290
बेलादी	नई	कोयला	राज्य	500					500	500
उप जोड़ (कर्नाटक)				1000	210	0	165	125	500	1000
केरल										
कुट्टिट्टयाडी एयूजी	नई	जल शक्ति	राज्य	100			100			100
उप जोड़ (केरल)				100	0	0	100	0	0	100
तमिलनाडु										
पिकारा अल्टीमेट	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	राज्य	150		150				150
पेरुनागुलम (वाल्थुड)	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	गैस	राज्य	94	94					94
मयानी कठलाई 1 और 2	राज्य क्षेत्र	जल शक्ति	राज्य	90			90			90
कुत्रालम गैस	नई		राज्य	100					100	100
उप जोड़ (तमिलनाडु)				434	94	150	90	0	100	434
पांडिचेरी										
कराइकल सीसीजीटी	नई	गैस	राज्य	100				100		100
उप जोड़ दक्षिण क्षेत्र (राज्य क्षेत्र की परियोजनाएं)				2739	604	300	355	225	1098.2	2582.2
निजी क्षेत्र										
उत्तर प्रदेश										
पेड़हापुरम सीसीजीटी	मंजूर एवं चालू	गैस	निजी	220	78					78
देवागिरि-I	केंद्रीय विद्युत	गैस	निजी	370			370			370

गौतमी	प्राधिकरण	नई	गैस	निजी	464		464				
रामगुंडम बीपीएल	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	नई	कोयला	निजी	520			520		464	520
जेमरुपाडु विस्तार-I		नई	गैस	निजी	230		230				230
कोनासीमा		नई	गैस	निजी	445		445				445
उप जोड़ (आंध्र प्रदेश) निजी					2249	78	464	1045	520	0	2107
कर्नाटक											
हसन		नई	द्रवित प्राकृतिक गैस	निजी	189		189				189
कानीमिनके सीसीपीपी	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	नई	नैपथा	निजी	108					108	108
उप जोड़ (कर्नाटक) निजी					297	0	189	8	0	108	297
रामितनाडु											
नेवेल्ली शून्य	मंजूर एवं चालू		लिग्नाइट	निजी	250	250					250
उप जोड़ (तमिलनाडु) निजी					250	250	0	0	0	0	250
उप जोड़ (दक्षिणी क्षेत्र (निजी क्षेत्र की परियोजनाएं)					2796	326	653	1045	520	108	2684
कुल (दक्षिणी क्षेत्र)							953	1400	1245	1928.2	7376.2
पूर्वी क्षेत्र											
केंद्रीय क्षेत्र											
दामोदर घाटी निगम											
मेजिया - यूनिट 4	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	नई	कोयला	केंद्रीय	210		210				210
मेजिया- यूनिट 5		नई	कोयला	केंद्रीय	250		250				250
मियोन आरबीसी		नई	कोयला	संयुक्त उद्यम	1000			500	500		1000
चंद्रपुरा यूनिट 7 और 8		नई	कोयला	केंद्रीय	500			500			500
उप जोड़ (दामोदर घाटी निगम) एनएचपीसी					1960	0	0	460	1000	500	1960
तिस्ता V	मंजूर एवं चालू		जल शक्ति	केंद्रीय	510					510	510
पुरतिया पीएसएस		नई	पीएसटीओआर	संयुक्त उद्यम	900					900	900
तिस्ता निचला बांध III	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण		जल शक्ति	केंद्रीय	132					132	132
तिस्ता निचला बांध IV		नई	जल शक्ति	केंद्रीय	188					188	188
उप जोड़ (एनएचपीसी)					1710	0	0	0	0	1710	1710
एनटीपीसी											
तल्चेड़-II	मंजूर एवं चालू		कोयला	केंद्रीय	2000		500	500	1000		2000
उत्तरी के पुरा कहलगांव II		नई	कोयला	केंद्रीय	1980					660	660
	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण		कोयला	केंद्रीय	1320					660	660
बाद	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण		कोयला	केंद्रीय	1980					660	660
उप जोड़ (एनटीपीसी)					7280	0	500	500	1000	1960	3980
उप जोड़ पूर्व क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाएं)					10950	0	500	960	2000	4190	7650

राज्य क्षेत्र										
झारखंड										
तेनुघाट विस्तार	नई	कोयला	राज्य	630					210	210
उप जोड़ (झारखंड)				630	0	0	0	0	210	210
उत्कीसा										
बालिमैला II	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	150					150	150
उप जोड़ (उत्कीसा)				150	0	0	0	0	150	150
पश्चिम बंगाल										
सागरडिघी-I	नई	कोयला	राज्य	500					250	250
बकरसवर 4,5	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	कोयला	राज्य	420				420		420
उप जोड़ (पश्चिम बंगाल)				920	0	0	0	420	250	670
उप जोड़ पूर्वी क्षेत्र (राज्य क्षेत्र की परियोजनाएँ)				1700	0	0	0	420	610	1030
निजी क्षेत्र										
बिहार										
बिहटा टीपीएस	नई	कोयला	निजी	135					135	135
उप जोड़ (बिहार) निजी				135	0	0	0	0	135	135
झारखंड										
जोर्जोवेरा	नई	कोयला	निजी	120					120	120
उप जोड़ (झारखंड) निजी				120	0	0	0	0	120	120
उप जोड़ पूर्वी क्षेत्र (निजी क्षेत्र)				255	0	0	0	0	255	255
कुल (पूर्वी क्षेत्र)				12905	0	500	960	2420	5055	6935
पूर्वोत्तर क्षेत्र										
मीपको										
दुहरियल	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	60					60	50
कोपिली-II	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	केंद्रीय	25		25				25
त्रिपुरा गैस	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	गैस	केंद्रीय	500					500	500
उप जोड़ (मीपको)				585	0	25	0	0	560	585
उप जोड़ पूर्वोत्तर क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाएँ)				585	0	25	0	0	560	585
राज्य क्षेत्र										
असम										
काबी लागपी	मंजूर एवं चालू	जल शक्ति	राज्य	100		100				100
लाकसा डब्ल्यूएच	राज्य द्वारा क्लियर की गई	गैस	राज्य	38					38	38
उप जोड़ (असम)				138	0	100		0	38	138
मेघालय										
मिन्तडु (लिस्का)	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	84					84	84
बिरनीसट	राज्य द्वारा क्लियर की गई	एवएफओ	राज्य	24		24				24

मैत्रीपाथार	राज्य द्वारा क्लियर की गई	एचएफओ	राज्य	24		24				24
उप जोड़ (मेघालय)				132	0	48	0	0	84	132
मिजोरम										
बैराबी (तप-विद्युत)	राज्य द्वारा क्लियर की गई	एचएफओ	राज्य	22.92		22.92				22.92
बैराबी (जल-विद्युत)	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण	जल शक्ति	राज्य	80		80				80
उप जोड़ (मिजोरम)				102.92	0	102.92	0	0	0	102.92
त्रिपुरा										
बारमुड़ा जोड़ी	राज्य द्वारा क्लियर की गई	गैस	राज्य	21	21					21
रेखिया यूनिट 7	मंजूर एवं चालू	गैस	राज्य	21	21					21
उप जोड़ (त्रिपुरा)				42	42					42
मणिपुर										
मणिपुर डीजी	राज्य द्वारा क्लियर की गई	डीजल	राज्य	18	18					18
उप जोड़ पूर्वोत्तर क्षेत्र (राज्य क्षेत्र की परियोजनाएँ)				432.92	60	250.92	0	0	122	432.92
कुल जोड़ (पूर्वोत्तर क्षेत्र)				1017.92	60	275.92	0	0	682	1017.92
अंडमान और निकोबार द्वीप समूह										
देन्नु फ्लैट	मंजूर एवं चालू	डीजल	निजी	20	20					20
कुल (अखिल भारतीय)				48013.6	4087.1	5613.92	6080.62	7750	17578.2	41109.84

एसओजी  
केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण  
राज्य  
एनईडब्ल्यू  
केंद्रीय  
राज्य  
निजी  
जेवी

- मंजूरशुदा चालू
- केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा क्लियर की गई परियोजना
- राज्य द्वारा क्लियर की गई परियोजना
- अभी क्लियरेंस दिया जाना है
- केंद्रीय क्षेत्र
- राज्य क्षेत्र
- निजी क्षेत्र
- संयुक्त उद्यम



## परिशिष्ट 3.3

## 10वीं योजनावधि के दौरान क्षमता वृद्धि का सार

		जल शक्ति	कोयला	लिग्नाइट	गैस	डीजल	कुल ताप- विद्युत	नामिकीय संयंत्र द्वारा उत्पादित विद्युत	कुल जोड़
क	क्षेत्रवार								
	केंद्रीय	4495	6170	420	740	0	7330	1180	13005
	राज्य	2691	2285	375	847	47	3554	0	6245
	निजी	700	120	250	840	20	1230	0	1930
	कुल	7886	8575	1045	2427	67	12114	1180	21180

परिशिष्ट 3.4

पृष्ठ 5 का 1

21180.24 मेगावाट के अनुसार 10वीं योजना के लिए विद्युत परियोजनाओं की सूची  
(केंद्रीय, राज्य और निजी क्षेत्र)

क्षेत्र का नाम	ईंधन की किस्म	क्षेत्र	क्षमता मेगावाट	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	लाभ 10वीं योजना
उत्तरी क्षेत्र									
केंद्रीय क्षेत्र									
एनएचपीसी									
चामेरा II	जल विद्युत	केंद्रीय	300		300				300
दुर्गहस्ती	जल विद्युत	केंद्रीय	390					390	390
धौलिंगंगा	जल विद्युत	केंद्रीय	280				280		280
उप जोड़ (एनएचपीसी)			970		300		280	390	970
एनजेपीसी									
नाथपा झाकरी	जल विद्युत	केंद्रीय	1500		1500				1500
उप जोड़ (एनजेपीसी)			1500		1500				1500
एनटीपीसी									
रिहंद-II	कोयला	केंद्रीय	1000			500	500		1000
ऊँचाहार III	कोयला	केंद्रीय	210					210	210
उप जोड़ (एनटीपीसी)			1210			500	500	210	1210
टीएचडीसी									
टिहरी-I	जल विद्युत	केंद्रीय	1000					1000	1000
उप जोड़ (टीएचडीसी)			1000					1000	1000
कुल उत्तरी क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाएं)			4680		1800	500	780	1600	4680
राज्य क्षेत्र									
दिल्ली									
प्रगति (जीटी2+एसटी)	गैस	राज्य	225.78	225.78					225.78
उप जोड़ (दिल्ली)			225.78	225.78					225.78
हरियाणा									
पानीपत यूनिट 7 और 8	कोयला	राज्य	500			500			500
उप जोड़ (हरियाणा)			500			500			500
हिमाचल प्रदेश									
लारणी	जल विद्युत	राज्य	126					126	126
उप जोड़ (हिमाचल प्रदेश)			126					126	126
राजस्थान									
रामगढ़-2	गैस	राज्य	75.32	75.32					75.32
कोटा टीपीएस एसटी IV	कोयला	राज्य	195		195				195
वत	गैस	राज्य	330					110	110
गिराल टीपीपी	लिग्नाइट	राज्य	125					125	125
सूरतगढ़ III	कोयला	राज्य	250		250				250
उप जोड़ (राजस्थान)			975.32	75.32	445			235	755.32
उत्तर प्रदेश									
परिछा विस्तार	कोयला	राज्य	420				210	210	420
उप जोड़ (उत्तर प्रदेश)			420				210	210	420

कुल उत्तरी क्षेत्र (राज्य क्षेत्र)			2247.1	301.1	445	500	210	571	2827.1
निजी क्षेत्र									
हिमाचल प्रदेश									
बासपा	जल-विद्युत	निजी	300	200	100				300
उप जोड़ (हिमाचल प्रदेश) निजी			300	200	100				300
उत्तरांचल									
विष्णु प्रयाग	जल-विद्युत	निजी	400					400	400
उप जोड़ (उत्तरांचल) निजी			400					400	400
कुल उत्तरी क्षेत्र (निजी क्षेत्र की परियोजनाएं)			700	280	100			400	700
कुल (उत्तरी क्षेत्र)			7627.1	501.1	2345	1000	990	2571	7407.1
पश्चिमी क्षेत्र									
केंद्रीय क्षेत्र									
एनपीसी									
तारापुर यूनिट 3 और 4	नाभिकीय संयंत्र द्वारा उत्पादित विद्युत	केंद्रीय	1080				540	540	1080
जोड़ (एनपीसी)			1080	0	0	8	540	540	1080
एनटीपीसी									
विद्याचल III	कोयला	केंद्रीय	1000					1000	1000
रत्नागिरी गैस (संयुक्त उद्यम)	द्रवित प्राकृतिक गैस	केंद्रीय	1444					740	740
उप जोड़ (एनटीपीसी)			2444					1740	1740
एनएचडीसी									
इंदिरासागर	जल-विद्युत	संयुक्त उद्यम	1000		500	500			1000
उप जोड़ (एनएचडीसी)			1000	0	500	500	0	0	1000
उप जोड़ पश्चिमी क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र)			4524	0	500	500	540	2280	3820
राज्य क्षेत्र									
गुजरात									
सरदार सरोवर-2	जल-विद्युत	राज्य	1450	100		350	800	200	1450
अकरिमोटा	लिग्नाइट	राज्य	250			125	125		250
धुवरन	गैस	राज्य	218.62		108.62		72		178.62
उप जोड़ (गुजरात)			1918.62	108	108.62	475	997	200	1878.62
महाराष्ट्र									
पारली टीपीपी विस्तार एसटी-1	कोयला	राज्य	250					250	250



पायकार अन्तिमेट	जल शक्ति	राज्य	150				150		150
पेरुनगुलम (वालुथुरु)	गैस	राज्य	94	94					94
भदानी कठलाई 1 और 2	जल शक्ति	राज्य	90				30		30
कुतरालम गैस	गैस	राज्य	100		100				100
उप जोड़ (तमिलनाडु)			434	94	100		150	30	374
उप जोड़ दक्षिणी क्षेत्र (राज्य क्षेत्र की परियोजनाएँ)			1804	604	265	165	260	240	1534
निजी क्षेत्र									
आंध्र प्रदेश									
पेड्डापुरम सीसीजीटी	गैस	निजी	220	78					78
वैमागिरी-1	गैस	निजी	370				233	137	370
जेगरुपादु विस्तार-1	गैस	निजी	220				220		220
उप जोड़ (आंध्र प्रदेश)			810	78			453	137	668
निजी									
तमिलनाडु									
कुरुपुर सीसीजीटी	गैस	निजी	120			70	49.8		119.8
वलेन्थारायाम	गैस	निजी	53				38	14.8	52.8
नेवेल्ली जीरो	लिग्नाइट	निजी	250	250					250
उप जोड़ (तमिलनाडु) निजी			423	250		70	87.8	14.8	422.6
उप जोड़ दक्षिणी क्षेत्र(निजी क्षेत्र)			1233	328		70	540.8	151.8	1090.6
कुल (दक्षिणी क्षेत्र)			5057.2	1642	525	735	850.8	391.8	4144.6
पूर्वी क्षेत्र									
केंद्रीय क्षेत्र									
दामोदर घाटी निगम									
मेजिया यूनिट 4	कोयला	केंद्रीय	210			210	0		210
मेजिया यूनिट 5 और 6	कोयला	केंद्रीय	500					250	250
उप जोड़ (दामोदर घाटी निगम)			710			210	0	250	460
एनटीपीसी									
तलचेड़-II	कोयला	केंद्रीय	2000	500	500	1000			2000
कहलगांव I और II यूनिट 5, 6 और 7**	कोयला	केंद्रीय	1500					500	500
उप जोड़ (एनटीपीसी)			3500	500	500	1000		500	2500
उप जोड़ पूर्वी क्षेत्र(केंद्रीय क्षेत्र)			4210	500	500	1210	0	750	2960
निजी क्षेत्र									
झारखंड									
जोर्जोबरा	कोयला	निजी	120				120		120
उप जोड़(झारखंड) निजी			120				120		120
उप जोड़ पूर्वी क्षेत्र(निजी क्षेत्र की परियोजनाएँ)			120				120		120

कुल (पूर्व क्षेत्र)			4330	500	500	1210	120	750	3000
पूर्वोत्तर क्षेत्र									
नीपको									
कोपिली II	जल विद्युत	केंद्रीय	25		25				25
उप जोड़ (नीपको)			25		25				25
उप जोड़ पूर्वोत्तर क्षेत्र (केंद्रीय क्षेत्र की परियोजनाएँ)			25		25				25
राज्य क्षेत्र									
असम									
कारबीलांगपी	जल विद्युत	राज्य	100					100	100
उप जोड़ (असम)			100					100	100
मिजोरम									
बराही (ताप-विद्युत)	एचएफओ	राज्य	22.92			22.92			22.92
उप जोड़ (मिजोरम)			22.92			22.92			22.92
त्रिपुरा									
बारमुड़ा जीटी	गैस	राज्य	21	21					21
रोखिया यूनिट 7	गैस	राज्य	42	21			21		42
उप जोड़ (त्रिपुरा)			63	42			21		63
मणिपुर									
मणिपुर डीजी	डीजल	राज्य	18	18					18
उप जोड़ पूर्वोत्तर क्षेत्र (राज्य क्षेत्र की परियोजनाएँ)			203.92	00	0	22.92	21	100	203.92
कुल (पूर्वोत्तर क्षेत्र)			228.92	60	25	22.92	21	100	228.92
अंडमान एवं निकोबार द्वीप समूह									
बैम्बू फ्लैट	डीजल	निजी	20	20					20
रंगित खाड़ी	डीजल	राज्य	6			8			6
उप जोड़ (अंडमान और निकोबार)			28	20		8			28
कुल अखिल भारतीय			24571.82	2858.10	4001.62	3948.92	3519.8	6852.8	21180.24

एसओजी  
सीईए  
एससी  
एनईडब्ल्यू  
सी  
एस  
पी  
जेवी

- मंजूर शुद्ध चालू
- केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा क्लियर की गई परियोजना
- राज्य द्वारा क्लियर की गई परियोजना
- अभी क्लियरेंस दिया जाना है
- केंद्रीय क्षेत्र
- राज्य क्षेत्र
- निजी क्षेत्र
- संयुक्त उद्यम

## परिशिष्ट 3.5

## मूल 10वीं योजना के लक्ष्य से आगे खिसकी ताप-विद्युत परियोजनाएं

क्षेत्र/राज्य	परियोजना का नाम	कार्यान्वयन करने वाली एजेंसी	यूनिट नंबर	क्षमता (मेगावाट)	परियोजना के आगे खिसकने के कारण
<b>केंद्रीय क्षेत्र</b>					
बिहार	कहलगांव एसटीपीएस-II (फेज-I)	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट-5	160	यूनिट आकार 660 मेगावाट से बदलकर 500 मेगावाट कर दिया गया है।
	बाढ़ एसटीपीपी	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट-1	660	आदेश जारी करने में विलंब हुआ। मुख्य संयंत्र के लिए आदेश 14.3.2005 को जारी किया गया है।
	जतर के पुरा टीपीपी	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट-1	660	पर्यावरण और वन मंत्रालय से विलयर्स में विलंब के कारण निवेश निर्णय प्रतीक्षित है।
छत्तीसगढ़	सिपत एसटीपीएस-II	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट-4	660	यूनिट आकार 660 मेगावाट से बदलकर 500 मेगावाट कर दिया गया है।
	सिपत एसटीपीपी-I	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट 1 और 2	1320	आदेश जारी करने में विलंब हुआ। मुख्य संयंत्र के लिए आदेश अप्रैल, 2004 को जारी किया गया है।
झारखण्ड	मैथन आरबीसी टीपीपी	दामोदर घाटी निगम	यूनिट 1 और 4	1000	परियोजना को टाटा पावर के साथ संयुक्त उद्यम परियोजना के रूप में संस्थापित करने का प्रस्ताव है।
	चंद्रपुरा टीपीएस विस्तार	दामोदर घाटी निगम	यूनिट 7 और 8	500	कारर को अभी अंतिम रूप दिया जाना शेष है। अब तक मुख्य संयंत्र संबंधी आदेश जारी नहीं किया गया है। दामोदर घाटी निगम द्वारा बीएचईएल को स्थल सुपूर्द करने में विलंब किया गया। कानून और व्यवस्था की समस्या।
त्रिपुरा	मोनारचक सीसीपीपी	एनईईपीसीओ	जीटी+एसटी	500	परियोजना अब बंद कर दी गई है क्योंकि इसी स्थल पर ओएनजीसी द्वारा 750 मेगावाट की गैस आधारित परियोजना स्थापित की जानी है।
राजस्थान	बरसिंगसर लिग्नाइट टीपीपी	एनएलसी	यूनिट-182	250	आदेश जारी करने में विलंब हुआ। मुख्य संयंत्र के लिए आदेश 21.12.2005 को जारी किया गया है।
तमिलनाडु	नेवेल्ली टीपीएस-II विस्तार	एनएलसी	यूनिट-182	500	आदेश जारी करने में विलंब हुआ। मुख्य संयंत्र के लिए आदेश 19.8.2005 को जारी किया गया है।
उत्तर प्रदेश	दादरी टीपीएस-II	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम	यूनिट	490	परियोजना पर एनटीपीसी द्वारा काम नहीं किया जा रहा है। 10वीं योजना से हटा दिया गया।
महाराष्ट्र	रत्नागिरी सीसीपीपी-II	संयुक्त उद्यम	खण्ड-III	704	गैस की कमी
कुल (केंद्रीय क्षेत्र) :				7404	

क्षेत्र/राज्य	परियोजना का नाम	कार्यान्वयन करने वाली एजेंसी	यूनिट नंबर	क्षमता (मेगावाट*)	परियोजना के अगामी योजनावधि में खिसकने के कारण
राज्य क्षेत्र					
भारत	तेनुघाट टीपीपी-II	टीवीएनएल	यूनिट-3	210	निधि पीएफसी/वित्तीय संस्थाओं के सहयोग से प्राप्त की जानी है। ऋण चुकाने के लिए राज्य से गारंटी की प्रतीक्षा की जा रही है।
मध्य प्रदेश	बिमिहाट डीजीपीपी	मेघालय सरकार	डीजीएस	24	परियोजना प्राधिकारियों ने अब इस परियोजना को 10वीं योजनावधि से हटा दिया है।
	मेन्दी पाथार डीजीपीपी	मेघालय सरकार	डीजीएस	24	परियोजना प्राधिकारियों ने अब इस परियोजना को 10वीं योजनावधि से हटा दिया है।
पंडिचेरी	कराइकल सीसीपीपी	पीपसीएल	जीटी+एसटी	100	गैस लिफ्ट की उपयुक्त व्यवस्था नहीं की जा सकी। इस परियोजना को 10वीं योजनावधि से हटा दिया गया है।
राजस्थान	मथानिया आईएससीसी	आरआरईसीएल	जीटी+एसटी	140	भारतीय गैस प्राधिकरण लिमिटेड के साथ अभी जीएसए पर हस्ताक्षर नहीं किए गए हैं। मुख्य संयंत्र के लिए आदेश अभी जारी नहीं किया गया है।
उत्तर प्रदेश	अनपाड़ा सीटीपीएन	यूपीआरवीयूएनएल	यूनिट-1	500	निधि की व्यवस्था अभी की जानी है। 10वीं योजनावधि से हटा दिया गया है।
हिमाचल प्रदेश	शयलसीमा टीपीएस-II	एपीजीईएनसीओ	यूनिट-4	210	भारत हेवी इलेक्ट्रिकल्स लि0 (बीएचईएल) द्वारा आपूर्ति में विलंब किया जाना। बीएचईएल द्वारा अपर्याप्त जनशक्ति की व्यवस्था।
कर्नाटक	लाकवा डब्ल्यूएच	एपीजीसीएल	एसटी	38	मुख्य संयंत्र संबंधी आदेश जारी करने में विलंब हुआ। आदेश 4/2006 में जारी किया गया। परियोजना 10वीं योजनावधि से अगली योजनावधि में खिसका दी गई।
अन्तर्गत	कोरबा पूर्वी टीपीपी एसटी - V	सीएसईबी	यूनिट-2	210	बीओपी के लिए आदेश जारी करने में विलंब। बीएचईएल द्वारा आपूर्ति में विलंब।
गुजरात	कच्छ लिग्नाइट विस्तार	जीएसईसीएल	यूनिट-4	75	सामग्री रख-रखाव संयंत्र के लिए आदेश जारी करने में विलंब किया जाना। बीएचईएल द्वारा अपर्याप्त जन शक्ति की व्यवस्था।
कर्नाटक	बेल्लारी टीपीपी	केपीसीएल	यूनिट-1	500	बीएचईएल द्वारा आपूर्ति में विलंब किया जाना। बीओपी के लिए आदेश जारी करने में विलंब हुआ।
पंजाब	गुरु हर गोविंद टीपीएस-2	पीएसईबी	यूनिट-3 और 4	500	बीओपी के लिए आदेश जारी करने में विलंब हुआ। बीएचईएल द्वारा आपूर्ति में विलंब।
पश्चिम बंगाल	बकरेश्वर टीपीएस-II	डब्ल्यूबीपीसीसीएल	यूनिट-4	210	मुख्य संयंत्र हेतु आदेश विलंब से जारी करने और बीएचईएल द्वारा आपूर्ति में विलंब किए जाने के कारण इस परियोजना को आगे खिसका दिया गया।
	सागरडिघी टीपीपी	डब्ल्यूबीपीसीसीएल	यूनिट-5	210	
			यूनिट-1	250	सामग्री की आपूर्ति में विलंब हुआ। सिविल कार्य आरंभ करने में विलंब हुआ।
अन्य प्रदेश	विरसिंगपुर विस्तार	एमपीपीजीसीएल	यूनिट-5	500	सामग्री की आपूर्ति में विलंब हुआ।
कुल (राज्य क्षेत्र): 3701					



निजी क्षेत्र आंध्र प्रदेश	जंगलपादु सीसीपीपी विस्तार	जीवीके इंडस्ट्रीज	जीटी	10	गैस टरबाइन क्षमता 150 मेगावाट से बदल कर 140 मेगावाट कर दी गई।
	रामगुंडम टीपीपी	बीपीएल पावर प्रोजेक्ट	यूनिट-1 और 2	520	एपी ट्रांसको द्वारा जारी समाप्ति नोटिस के कारण आंध्र प्रदेश सरकार ने इस परियोजना को एपीजेन द्वारा क्रियान्वित कराने का निर्णय लिया है। तदनुसार, आंध्र प्रदेश सरकार ने कोयला मंत्रालय से अनुरोध किया है कि कोयला लिंकेज को बीपीएल से एपीजेनको को अंतरित कर दिया जाए।
	कोनासीमा ईपीएस ओपीएस	कोनासीमा ईपीएस ओपीएस	जीटीएस+एसटी	445	गैस की अनुपलब्धता
	गौतमी सीपीपीपी	गौतमी पावर	जीटीएस+एसटी	464	गैस की अनुपलब्धता
बिहार	बिहटा टीपीपी	—	यूनिट-1	135	अब तक कार्यपालक एजेंसी के संबंध में निर्णय नहीं लिया गया है। 10वीं योजनावधि में हटा दिया गया।
गुजरात	जामनगर टीपीपी	रिलायंस पावर	यूनिट-1 और 2	500	ईपीसी ठेकेदार को बदलने का मामला विकासक द्वारा सुलझाया नहीं गया है। वित्तीय बंदी अभी की जानी है। 10वीं योजना से हटा दी गई।
कर्नाटक	कानीमिनिक सीसीपीपी	पीन्या पावर कंपनी	जीटी+एसटी	107.6	राज्य सरकार एस्को कवर नहीं दे रही है। 10वीं योजना से हटा दी गई।
	हासन सीसीपीपी	हासन पावर कंपनी	जीटी+एसटी	189	परियोजना के संबंध में केईआरसी द्वारा क्लियरेंस जारी किया जाना है। अब नैपथा के स्थान पर द्रवित प्राकृतिक गैस का ईंधन के रूप में इस्तेमाल करने का प्रस्ताव किया गया है। द्रवित प्राकृतिक गैस की आपूर्ति संबंधी व्यवस्था की जानी है। 10वीं योजना से हटा दी गई।
मध्य प्रदेश	बिना टीपीपी	बिना पावर सप्लाय कंपनी लि०	यूनिट-1 और 2	578	मध्य प्रदेश सरकार एस्को कवर नहीं दे रही है। 10वीं योजना से हटा दी गई।
पंजाब	गोइन्डवाल टीपीपी	जीवीके पावर लि०	यूनिट 1 और 2	500	एस्को कवर और कोयले के मूल्य से संबंधित मुद्दे अभी सुलझाए जाने हैं। 10वीं योजना से हटा दी गई।
कुल(निजी क्षेत्र) :				3448.6	
कुल स्लिपेज :				14553.6	

## परिशिष्ट 3.6

दसवीं योजना के मूल लक्ष्य से जल-विद्युत परियोजनाओं के आगे खिसकने का कारण सहित ब्यौरा

क्र. सं.	परियोजना का नाम	यूनिटों की संख्या X रेटिंग=मेगावाट	खिसकने वाली क्षमता	खिसकने के कारण
क. निष्पादनाधीन परियोजनाएं				
1	सेवा II (एनएचपीसी) जे एंड के	3x40=120	120	कार्य सौंपने में विलंब। ठेका सितंबर 07/सीसीईए से क्लियरेंस 09.09.2003 को दिया गया।
2	तिस्ता निचला बांध III (एनएचपीसी) पश्चिम बंगाल	4x33 = 132	132	सरकार से अनुमोदन और वन मंत्रालय से क्लियरेंस में विलंब सीसीईए क्लियरेंस 30.10.2003 को दिया गया।
3	तिस्ता एलडी- IV (एनएचपीसी) पश्चिम बंगाल	4x40=160	160	निवेश निर्णय और वन मंत्रालय से क्लियरेंस में विलंब। सीसीईए क्लियरेंस 30.09.2005 को दिया गया।
4	आंकरेश्वर (एनएचपीसी) मध्य प्रदेश	8x65=520	520	कार्य सौंपने में विलंब और तदनुसार बांध और ई एंड एम कार्यों में विलंब हुआ। सीसीईए क्लियरेंस 29.05.2003 को दिया गया।
5	कोटेश्वर (टीएचडीसी) उत्तरांचल	4x100=400	400	पुनर्वास के कारण कार्य की प्रगति बाधित हुई। नदी प्रवाह की समस्या।
6	तिस्ता- V (एनएचपीसी) सिक्किम	3x170 मेगावाट	510	अनुपयुक्त भौगोलिक परिस्थितियों के कारण एचआरटी के फेस-8 और निचली सर्ज गैलरी की धीमी प्रगति
7	रामपुर (एसजेवीएनएल) संयुक्त उद्यम हिमाचल प्रदेश	412	412	20.10.04 को समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए गए। डीपीआर प्रस्तुत करने में विलंब। पीआईबी बैठक 25.07.06 को हुई। सीसीईए क्लियरेंस 25.01.07 को दिया गया।
	उप जोड़ (केंद्रीय क्षेत्र)		2254	
	राज्य क्षेत्र			
8	मनेर भाली स्टेज-II उत्तरांचल	4x76 मेगावाट	304	एचआरटी और सर्ज शाफ्ट को पूरा करने में विलंब
9	बगलिहार जम्मू एवं कश्मीर	3x150 मेगावाट	450	अचानक आई बाढ़ के कारण दोनों डायवर्सन सुरंगें नष्ट हो गई जिससे बांध निर्माण में विलंब हुआ।
10	घटघर पीएसएस महाराष्ट्र	2x125 मेगावाट	250	बिजली घर में बाढ़ का पानी घुस आया तथा टरबाइन जनरेटर सेटों और टीआरटी संबंधी दोष निवारण कार्यों और जीआईएस संस्थापन कार्य में विलंब हुआ।
11	भवानी बरज II तमिलनाडु	2x15=30	30	कार्य सौंपने में विलंब
12	भवानी बरज III तमिलनाडु	2x15=30	30	कार्य सौंपने में विलंब
13	प्रियदर्शिनी प्रदेश	जुराला, आंध्र 6x39.1 = 235	78	कार्य सौंपने में आरंभ में विलंब हुआ।
14	बालीमेला विस्तार उड़ीसा	2x75	150	पेनस्टोक को खड़ा करने और सिविल कार्य में विलंब हुआ।
15	पुरुलिया पीएसएस पश्चिम बंगाल	4x225=900	900	न्यायालय में याचिका लंबित होने के कारण कार्य सौंपने में विलंब हुआ।
16	मिन्तडु मेघालय	2x42=84	84	कार्य सौंपने में विलंब हुआ।
17	कुट्टिटयाडी केरल	विस्तार 2x50=100	100	पेनस्टोक के लिए 1.6 हेक्टेयर भूमि हेतु वन मंत्रालय से क्लियरेंस मिलने में विलंब हुआ।

क्र. सं.	परियोजना का नाम	यूनिटों की संख्या X रेटिंग=मेगावाट	खिसकने वाली क्षमता	खिसकने के कारण
	उप जोड़		2376	
	निजी क्षेत्र			
18	माहेश्वर, मध्य प्रदेश	10x40=400	400	वित्तीय बंदी में विलंब। कार्य 4 वर्षों बाद पुनः आरंभ किया गया। वित्तीय बंदी 29.09.2006 को गई।
	उप जोड़(निजी क्षेत्र)		400	
	कुल(क)		5030	
ख. सौंपे जाने वाली परियोजना/ऐसे कार्य जिन्हें अभी शुरू किया जाना है।				
	केंद्रीय क्षेत्र			
19	टिहरी पीएसएस-II (टीएचडीसी) उत्तरांचल	4x250 MW	1000	निवेश निर्णय में विलंब। सीसीईए क्लियरेंस 18.07.2006 को दिया गया।
	कुल (क+ख)		6030 *	
ग. मूल 10वीं योजना से 11वीं योजना के बाद तक खिसकी परियोजनाएं- कार्य अभी शुरू किया जाना है				
(अ)	केंद्रीय क्षेत्र			
1	ट्युरियल (नीपको) मिजोरम	2x30=60	60	कानून और व्यवस्था की समस्या के कारण कार्य में व्यवधान पड़ा।
2	बाव-II (एनएचपीसी) महाराष्ट्र		37**	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने सूचित किया है कि ऊर्जा की उच्च लागत के कारण परियोजना आर्थिक दृष्टि से व्यवहार्य नहीं है। काम अभी शुरू किया जाना है।
	उप जोड़(केंद्रीय क्षेत्र)		97	
(ब)	राज्य क्षेत्र			
3	शाहपुरकंडी (पंजाब)	2x40+2x40 +1x8=168	168	निधि संबंधी बाधाएं, अभी तक कार्यपालक एजेंसी के संबंध में निर्णय नहीं लिया गया है।
4	कासग-1 हिमाचल प्रदेश	2x33=66	66	निधि संबंधी बाधाओं के कारण कार्य नहीं सौंपा गया।
5	बैराबी(मिजोरम)	2x40=80	80	निवेश संबंधी निर्णय
	उप जोड़ (राज्य क्षेत्र)		314	
(स)	निजी क्षेत्र			
6	धामवाड़ी सुंझ, हि० प्र०	2x35=70	70	वित्तीय बंदी उपलब्ध न होना। परियोजना सरकारी क्षेत्र में चली गई। मामला न्यायाधीन है।
	कुल(अ+ब+स)		481	
	कुल(क+ख+ग)		6511*	

\* 4 मेगावाट का अंतर तिस्ता निचला बांध-IV की क्षमता 168 मेगावाट से बदल कर 160 मेगावाट हो जाने और रामपुर की क्षमता 412 मेगावाट से बदलकर 400 मेगावाट हो जाने के कारण है।

\*\* 20 मेगावाट तक ऊर्जा के लिए संभाव्यता रिपोर्ट के अनुसार।

## अध्याय - 4

## विद्युत की मांग

## 4.0 भूमिका

विद्युत क्षमता में वृद्धि की योजना बनाने के लिए पूर्वापेक्षित विद्युत की मांग का आकलन करना जरूरी है। सामान्यतया, नियोजित परियोजनाओं का प्रकार व स्थान-निर्धारण विद्युत की मात्रा, स्थानीय वितरण तथा दैनिक मांग, समय-समय पर मांग तथा वार्षिक रूप से मांग में अन्तर पर निर्भर करता है। अतः भावी आवश्यकताओं के अनुसार, सामान्यतया क्षमता वृद्धि हेतु विश्वसनीय योजना तैयार करना भावी मांग के सही आकलन पर निर्भर करता है।

## 4.1 विद्युत शक्ति (क्षमता) का सर्वेक्षण

4.1.1 विद्युत क्षमता में वृद्धि संबंधी कार्यक्रम तैयार करने के लिए भारतीय विद्युत सर्वेक्षण (पावर सर्वेज ऑफ इंडिया) की आवधिक जांच प्रणाली के तहत उच्च विद्युत भार तथा वैद्युतीय ऊर्जा आवश्यकता दोनों के संदर्भ में विद्युत की मांग का अनुमान लगाया जा रहा है। इस प्रयोजनार्थ केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण / उर्जा मंत्रालय विद्युत शक्ति सर्वेक्षण समिति गठित करता है जिसमें विद्युत मांग से संबंधित क्षेत्र के विशेषज्ञ होते हैं जो राष्ट्रीय स्तर पर पूर्वानुमान तैयार करते हैं। विद्युत मांग से संबंधित पिछला अनुमान 16वीं विद्युत शक्ति सर्वेक्षण समिति (इलेक्ट्रिक पावर सर्वे कमेटी) द्वारा लगाया गया जिसने सितम्बर, 2000 में अपनी रिपोर्ट प्रकाशित की। रिपोर्ट में समिति ने अल्प / मध्य समय सीमा के तहत वर्ष 2004-05 तक की विद्युत मांग का विस्तृत पूर्वानुमान लगाया और 12वीं पंचवर्षीय योजना के अंत अर्थात् 2016-17 तक दीर्घ-कालिक विद्युत मांग का अनुमान लगाया है।

4.1.2 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत अर्थात् 2011-12 तक सभी राज्य, संघशासित क्षेत्र तथा अखिल भारत के लिए वर्ष-वार विद्युत मांग का विस्तृत पूर्वानुमान लगाने और 12वीं तथा 13वीं योजना के अंतिम वर्षों अर्थात् वर्ष 2016-17 तथा वर्ष 2021-22 की संदर्शी विद्युत मांग का अनुमान लगाने के लिए नवम्बर, 2003 में 17वीं भारतीय विद्युत शक्ति सर्वेक्षण समिति गठित की गई थी। समिति की रिपोर्ट को अंतिम रूप दे दिया गया है तथा शीघ्र ही मुद्रित किए जाने की संभावना है।

4.1.3 एकीकृत ऊर्जा नीति में यह उल्लेख किया गया है कि 11वीं योजना के दौरान प्रतिवर्ष 9% की दर से विद्युत उत्पादन बढ़ने की संभावना है। इसके अलावा, राष्ट्रीय विद्युत नीति का एक मुख्य उद्देश्य यह है कि वर्ष 2011-12 तक प्रति व्यक्ति विद्युत खपत 1000 यूनिट तक बढ़ायी जाए। 11वीं योजना की उत्पादन आवश्यकता को तैयार करते समय भी इन प्रावधानों पर विचार किया गया है।

- 4.1.4 उन मांगों पर विस्तृत चर्चा की गई जिन्हें 11वीं तथा 12वीं योजना के लिए विद्युत उत्पादन क्षमता बढ़ाने की योजना बनाते समय लागू किया जाना है। अध्याय में मांग के पूर्वानुमान के लिए अपनायी गई प्रणाली का भी विस्तार पूर्वक उल्लेख किया गया है।

#### 4.2 11वीं योजना मांग के लिए पूर्वानुमान

11वीं योजना हेतु बनायी जाने वाली योजना से संबंधित उत्पादन क्षमता की आवश्यकता का हल निकालने के लिए 11वीं योजना के दौरान उत्पादन आवश्यकता का आकलन करना आवश्यक है। विभिन्न प्रयोजनों के लिए मांग का अनुमान विद्युत शक्ति सर्वेक्षण (ईपीएस) समिति द्वारा किया जाता है। इसी क्रम में सबसे नवीनतम रिपोर्ट 17वीं ईपीएस रिपोर्ट है जिसे समिति द्वारा अभी-अभी अंतिम रूप दिया गया है। 17वीं ईपीएस के अलावा, एकीकृत ऊर्जा नीति में उल्लेख किया गया है कि 11वीं योजना के दौरान प्रतिवर्ष 9% की दर से उत्पादन क्षमता बढ़ेगी। इसके अलावा, राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार वर्ष 2011-12 तक प्रति व्यक्ति खपत 1000 यूनिट तक बढ़ जाएगी। उपरोक्त समिति की रिपोर्ट / नीतियों के अनुसार उत्पादन आवश्यकता का आकलन किया गया है तथा 17वीं ईपीएस एकीकृत ऊर्जा नीति तथा राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुरूप तीन परिदृश्य तैयार किए गए हैं और उनका उल्लेख अध्याय में विस्तारपूर्वक किया गया है। तत्पश्चात, योजना उद्देश्यार्थ अपनाए जाने वाले परिदृश्य के लिए एक निर्णय लिया गया है। उपरोक्त तीन आकलनों/परिदृश्यों का ब्यौरा बाद में दिया गया है।

#### 4.3 11वीं योजना संबंधी मांग का पूर्वानुमान - 17वीं ईपीएस

##### 4.3.1. परिभाषाएं

##### 4.3.1.1. वार्षिक अधिकतम विद्युत भार

विद्युत प्रणाली के वार्षिक उच्चतम विद्युत भार को प्रणाली के आपूर्ति क्षेत्र के भीतर एक साथ अधिकाधिक मांग के रूप में परिभाषित किया जाता है जो वर्ष के दौरान विद्युत उत्पादन स्टेशन बसबार में वास्तविक संवितरणों और भारी मात्रा में अन्य विद्युत आपूर्ति स्रोतों के जरिए आंका जाता है। इसलिए, उच्चतम विद्युत भार के कारण विद्युत पारेषण लाइन में क्षति (लाइन लॉस) होती है किंतु विद्युत स्टेशन का अतिरिक्त विद्युत खर्च नहीं होता है। वर्ष के दौरान प्रणाली के भीतर अधिकाधिक संपाती विद्युत उत्पादन करना, बाहरी प्रणाली से विद्युत आयात में वृद्धि करना तथा बाहरी प्रणाली से विद्युत निर्यात कम करना एक समान ही है।

##### 4.3.1.2. अन्तः क्षेत्रीय विविधता

किसी क्षेत्र विशेष के विभिन्न राज्यों की विद्युत प्रणालियों को एक दूसरे से जोड़ा गया है और उसे एकीकृत विधि से संचालित किया जाता है, योजना के अनुसार, निकट भविष्य में अखिल

भारतीय स्तर के ग्रिड का निर्माण किए जाने की संभावना है। इस तरह के अखिल भारतीय स्तर के ग्रिड के निर्माण से एक क्षेत्र से दूसरे क्षेत्र में अतिरिक्त विद्युत अन्तरित कर पाएंगे, इस प्रकार देश में क्षेत्रीय विद्युत प्रणालियों के इष्टतम प्रचालन का मार्ग प्रशस्त हो जाएगा। विभिन्न क्षेत्रों के भिन्न-भिन्न उच्चतम भारों का प्रतिशत लगभग 3.6 है जो देश के उच्चतम भार के साथ साथ कम होता जाता है। मजबूत अन्तर क्षेत्रीय संबंध बनाने से विशेषरूप से सामान्य समय (ऑफ पीक हावर) में ताप विद्युत संयंत्रों का बेहतर उपयोग होने की संभावना है।

#### 4.3.1.3 वार्षिक विद्युत भार गुणक

विद्युत प्रणाली में भार गुणक विद्युत भार की विभिन्न श्रेणियों की उपयोग प्रणाली पर निर्भर करता है। यदि प्रणाली एल्युमीनियम, उर्वरक आदि जैसे उच्च भार वाले औद्योगिक कार्यों के भार को उठाती है तो समग्र प्रणाली के भार गुणक में वृद्धि हो जाएगी। जहां तक विद्युत भार गुणक (इलैक्ट्रिक लोड फैक्टर) के अनुमान का संबंध है यदि विभिन्न श्रेणियों के विद्युत भार के उपयोग की भावी प्रणाली कुल विद्युत भार की विगत की प्रतिशतता से अधिक मात्रा में अंतर नहीं है तो यह कहा जा सकता है कि विगत की विद्युत भार गुणक वाली प्रणाली ही अपनायी जाए। तथापि जैसा कि प्रायः होता है, यदि कुल विद्युत भार के संबंध में प्रणाली में बदलाव प्रत्याशित है तो भावी भार गुणक का अनुमान लगाना आवश्यक है। इस बात का पता लगाने के लिए अध्ययन किया जाता है कि विद्युत भार मिश्रण में परिवर्तन से विद्युत भार गुणक कैसे प्रभावित हुआ। चूंकि इन वर्षों में अधिक विद्युत मांग और वैद्युत ऊर्जा के उपयोग पर प्रतिबंध लगा दिया गया था अतः उपयुक्त विद्युत कटौतियों के बाद सामान्य विद्युत भार गुणक प्राप्त किए गए। इन अध्ययनों और भावी विद्युत भार मिश्रण संबंधी विश्लेषणों के आधार पर सभी राज्य/ संघ शासित क्षेत्र के लिए भावी विद्युत भार गुणक का निर्धारण किया जाता है।

#### 4.3.2 मांग पूर्वानुमान संबंधी प्रणाली

4.3.2.1 मांग का पूर्वानुमान आंशिक अन्त्य उपयोग प्रणाली के आधार पर किया जाता है जो अन्त्य उपयोग तथा समय क्रम विश्लेषणों का सम्मिश्रण है। इस प्रणाली में विभिन्न सेक्टरों की विद्युत खपत का विस्तृत विश्लेषण किया गया है। जहां विगत समय के पर्याप्त आंकड़े उपलब्ध हैं उन सेक्टरों में विद्युत आवश्यकता का पूर्वानुमान लगाने के लिए अन्त्य उपयोग तकनीक का प्रयोग करके लघु स्तरीय पूर्वानुमान लगाए गए हैं तथा सही तरह से भविष्य के कार्यक्रम का निर्धारण किया गया है। इन कार्यक्रमों में सभी प्रमुख औद्योगिक तथा 1 और उससे अधिक मेगा वॉट की मांग वाले गैर-औद्योगिक भार व कृषि संबंधी कार्य के भार भी शामिल हैं। रेलवे बोर्ड द्वारा निर्दिष्ट ट्रैक विद्युतीकरण कार्यक्रम के आधार पर रेलवे कर्षण की आवश्यकता का अनुमान लगाया जाता है। घरेलू, वाणिज्यिक, सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था तथा सार्वजनिक जल संबंधी कार्यों जैसे अन्य सेक्टरों के मामले में भावी मांगों का आकलन करने के लिए प्रवाह प्रणाली अपनायी जाती है। प्रवाह प्रणाली लागू करते समय विद्युत खपत के संबंध में इस समय लागू प्रतिबन्धों के कारण सेकी गई मांग को पूरा करने के लिए पूर्वानुमान में उपयुक्त सामंजस्य बनाया जाता है।

4.3.2.2 विभिन्न सेक्टरों में उपभोक्ता छोर पर विद्युत उपयोग का आकलन करने के बाद विद्युत उत्पादन स्टेशन बसबारों में विद्युतीय ऊर्जा संबंधी आवश्यकताओं की गणना एडिंग ट्रान्समीशन तथा डिस्ट्रीब्यूशन लॉसेस द्वारा की जाती है जो विचाराधीन वर्षों में चालू होने की संभावना है। इस प्रयोजनार्थ सभी राज्यों में ट्रान्समीशन तथा डिस्ट्रीब्यूशन लॉसेस के पैटर्न पर विस्तृत अध्ययन किया गया है तथा सभी राज्यों में विद्युत भार मिश्रण और टी एंड डी लॉसेस न्यूनीकरण कार्यक्रम पर निर्भर रहते हुए यथा संभव वास्तविक रूप से संभावित सिस्टम लॉसेस को दूर करने के लिए उपयुक्त सावधानी बरती जाती है। वर्तमान तथा भावी विद्युत भार मिश्रण पर विचार करने के बाद सभी सिस्टम/ स्टेट के लिए विद्युत भार गुणक प्राप्त किए जाते हैं। विद्युत उत्पादन स्टेशन बसबारों में विद्युतीय ऊर्जा की आवश्यकता पर वार्षिक विद्युत भार गुणक लगाकर के सभी राज्य/संघ शासित क्षेत्र के लिए उच्च इलैक्ट्रिक लोड प्राप्त किए जाते हैं। क्षेत्र के भाग के रूप में राज्यों/ संघ शासित प्रदेशों के सम्पूर्ण उच्च इलैक्ट्रिक लोड पर उपयुक्त रूप से क्षेत्रीय डायवर्सिटी फैक्टर लगाने के बाद क्षेत्रीय उच्च इलैक्ट्रिक लोड प्राप्त किए जाते हैं। सम्पूर्ण भारत का पीक इलैक्ट्रिक लोड क्षेत्रीय पीक इलैक्ट्रिक लोड और अंडमान तथा निकोबार द्वीप समूह एवं लक्षद्वीप का जोड़ है। इस प्रकार 16वीं ईपीएस रिपोर्ट में विनिर्दिष्ट पीक इलैक्ट्रिक लोड के आंकड़े पुराने बसबार के आंकड़े हैं जिसमें कैप्टिव उत्पादन शामिल नहीं है।

अलग-अलग स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर दैनिक आधार पर अप्रतिबन्धित पीक लोड का निर्धारण करने के लिए अलग अलग प्रणाली का उपयोग करते हैं। तथापि, अधिकांशतया उपयोग की जाने वाली आम प्रणाली का उल्लेख निम्नानुसार किया गया है।

स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर / एरिया लोड डिस्पैच सेंटर के अनुदेशों पर किए जाने वाले लोड शेडिंग के संघट्ट को जोड़ करके, सांविधिक विद्युत कटौती करके, वास्तव में पूरी की जाने वाली मांग के लिए ट्रान्समीशन तथा डिस्ट्रीब्यूशन में दबाव के कारण मांग पूरा न करके कुल अप्रतिबंधित मांग की गणना मेगावाट में की जाती है। आवर्तिता में सुधार किया जाता है क्योंकि वास्तविक आवर्तिता नोमिनल आवर्तिता विचलन से अलग होती है तथा आवर्तिता के लोड रिसॉन्स का उपयोग नोमिनल आवर्तिता की दर्ज मांग को ठीक करने के लिए किया जाता है। पूरे दिन के घंटेवार मे. वा. आंकड़ों को जोड़ करके अप्रतिबन्धित ऊर्जा आवश्यकता की गणना एमयू में जाती है। उदाहरण के लिए घंटेवार आधार पर किसी राज्य के लिए पूरी की जाने वाली प्ररूपी घंटेवार मांग तथा अप्रतिबंधित मांग संबंधी आंकड़े परिशिष्ट 4.1 में दिए गए हैं।

यह सिफारिश की जाती है कि विद्युत आपूर्ति संबंधी स्थिति के निर्धारण में एकरूपता लाने के लिए किसी अन्य जन उपयोगी सेवाओं द्वारा उपरोक्त प्रणाली का उपयोग किया जाना चाहिए।

## 4.3.3 विद्युत मांग के लिए पूर्वानुमान

17वीं ईपीएस के अनुसार जन उपयोगी सेवाओं से संबंधित अखिल भारतीय विद्युत मांग संबंधी अनुमानों का ब्यौरा सारणी 4.1 में दिया गया है।

सारणी 4.1

अखिल भारतीय दीर्घ-कालिक पूर्वानुमान का सार		
वर्ष	ऊर्जा संबंधी आवश्यकता (एम यू)	पीक लोड (मेगावाट)
2011-12	9,68,659	1,52,746
2016-17	13,92,066	2,18,209
स्रोत: 17वीं ईपीएस रिपोर्ट		

2011-12 में बसबार में जन उपयोगी सेवाओं की ऊर्जा संबंधी आवश्यकता 969 बी यू है। 6.5% अतिरिक्त ऊर्जा खपत को ध्यान में रखते हुए सकल ऊर्जा की आवश्यकता लगभग 1036 बी यू है।

## 4.3.4 उपयोग पैटर्न

जन उपयोगी सेवाओं की विभिन्न श्रेणियों से एकत्रित व्यापक आंकड़ों के आधार पर हाल ही में तैयार की गई 16वीं ईपीएस तथा 17वीं ईपीएस की रिपोर्ट में खपत पैटर्न का उल्लेख किया गया है। यह देखा गया है कि वर्ष 2004-05 के संबंध में खपत पैटर्न में बहुत अधिक परिवर्तन नहीं है। इसका ब्यौरा निम्नानुसार है:

	घरेलू	वाणिज्यिक	सिंचाई	औद्योगिक	(आंकड़े % में) अन्य
16वीं ईपीएस	23.0	6.9	27.0	37.2	5.9
17वीं ईपीएस	24.9	8.2	23.2	35.6	8.1

यह देखा गया है कि सिंचाई तथा औद्योगिक लोड का शेयर आंशिक रूप से कम हो गया है जबकि घरेलू तथा वाणिज्यिक लोड का शेयर बढ़ गया है। सेक्टर खपत पैटर्न से संबंधित इन परिवर्तनों का 17वीं ईपीएस की रिपोर्ट में उल्लेख किया गया है।

## 4.4 एकीकृत ऊर्जा नीति के अनुसार उत्पादन आवश्यकता

योजना आयोग द्वारा जारी एकीकृत ऊर्जा नीति (आईईपी) के अनुसार, 11वीं योजना के दौरान 8% - 9% का सकल घरेलू उत्पाद विकास दर तय किया गया है। 9% के उच्च विकास



दर को मानते हुए तथा नीति द्वारा प्रक्षेपित लगभग 1.0 की मूल्य सापेक्षता को मानते हुए 11वीं योजना के दौरान प्रति वर्ष 9% की दर से विद्युत ऊर्जा उत्पादन बढ़ाने की आवश्यकता होगी।

उत्पादन को जन उपयोगी सेवाओं, कैप्टिव संयंत्रों तथा अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत द्वारा सामुहिक रूप से पूरा किया जाना है। कैप्टिव विद्युत क्षमता के विस्तार के बारे में कोई विश्वसनीय योजना नहीं है। किन्तु कैप्टिव क्षमता में वृद्धि के लिए उत्पादकों की ओर से प्राप्त संकेतों और उपलब्ध क्षमता के वर्तमान उपयोग के आधार पर कैप्टिव संयंत्रों से प्रति वर्ष 78 बीयू से लेकर 131 बीयू तक उत्पादन बढ़ने की संभावना है। चूंकि अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत का भार गुणक बहुत कम (औसतन लगभग 20%) है। अतः 11वीं योजना के अन्त तक इन स्रोतों से एमएनआरई द्वारा प्रक्षेपित क्षमता लगभग 23,500 मे. वा. होने पर भी अनुमानित उत्पादन लगभग 41 बीयू होगा। तथापि इन नवीकरणों से होने वाले उत्पादन को योजना प्रयोजनों में शामिल नहीं किया गया है।

उपरोक्त अनुमानों के आधार पर उत्पादन आवश्यकता संबंधी कार्यों का विस्तृत ब्यौरा निम्नानुसार है:-

- |       |   |           |
|-------|---|-----------|
| (i)   | वर्ष 2006-07 में जन उपयोगी सेवाओं द्वारा संभावित ऊर्जा उत्पादन  | 663 बीयू  |
| (ii)  | वर्ष 2006-07 में कैप्टिव संयंत्रों द्वारा संभावित ऊर्जा उत्पादन | 78 बीयू   |
| (iii) | 2006-07 में कुल संभावित उत्पादन                                 | 741 बीयू  |
| (iv)  | मिश्रित वार्षिक वृद्धि दर                                       | 9%        |
| (v)   | 741 बीयू पर 9% के विकास दर से 2011-12 तक अपेक्षित ऊर्जा उत्पादन | 1140 बीयू |
| (vi)  | 2011-12 में कैप्टिव संयंत्रों द्वारा कम अनुमानित ऊर्जा उत्पादन  | 131 बीयू  |
| (vii) | 2011-12 तक जन उपयोगी सेवाओं से कुल अनुमानित उत्पादन आवश्यकता    | 1008 बीयू |

#### 4.5 राष्ट्रीय विद्युत नीति के उद्देश्यों के अनुसार उत्पादन

राष्ट्रीय विद्युत नीति के मुख्य उद्देश्यों में एक उद्देश्य यह सुनिश्चित करना है कि 2012 तक प्रति व्यक्ति खपत बढ़ाकर 1000 यूनिट किया जाए। जनगणना 2001 के अनुसार, 2012 तक संभावित जनसंख्या लगभग 121 करोड़ हो जाएगी। इससे बसबार में कुल उत्पादन आवश्यकता के आकलन की आवश्यकता पड़ेगी। जन उपयोगी सेवाओं से उत्पादन की आवश्यकता कैप्टिव संयंत्रों (131 बीयू) तथा नवीकरण योग्य संयंत्रों (41 बीयू) के संभावित विद्युत उत्पादन को कम करके निकाली जाती है। इसका ब्यौरा नीचे दिया गया है:-

- |       |   |           |
|-------|---|-----------|
| (i)   | 2011-12 तक संभावित जनसंख्या (जनगणना 2001)                                 | 121 करोड़ |
| (ii)  | यदि प्रति व्यक्ति खपत 1000 के डब्ल्यू एच/वर्ष होता है तो उत्पादन आवश्यकता | 1210 बीयू |
| (iii) | 2011-12 में कैप्टिव संयंत्रों से संभावित उत्पादन                          | 131 बीयू  |

- |      |  |           |
|------|--|-----------|
| (iv) | 2011-12 में नवीकरण योग्य संयंत्रों से संभावित उत्पादन  | 41 बीयू   |
| (v)  | जन उपयोगी सेवाओं ( ii – iii - iv ) से उत्पादन आवश्यकता | 1038 बीयू |

#### 4.6 11वीं योजना के दौरान उत्पादन वृद्धि संबंधी अध्ययन के लिए निर्धारित मांग अनुमान

ऊपर दिए गए व्यौरों के अनुसार उक्त तीन परिदृश्यों में 2011-12 तक जन उपयोगी सेवाओं से उत्पादन की आवश्यकता का संक्षिप्त विवरण नीचे दिया गया है:-

अपनाई गई प्रणाली	उत्पादन आवश्यकता
17वीं ईपीएस रिपोर्ट	लगभग 1036 बीयू
एकीकृत ऊर्जा नीति रिपोर्ट	1008 बीयू
राष्ट्रीय विद्युत नीति	1038 बीयू

17वीं ईपीएस तथा राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार उत्पादन आवश्यकता कमोवेश बराबर ही है तथा एकीकृत ऊर्जा नीति के अनुसार आवश्यकता से अधिक है। चूंकि राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार मांग अधिक है अतः योजना प्रयोजन के लिए लागू उत्पादन की आवश्यकता (उपयोगिता संकायों से) 1038 बीयू है जो 17वीं ईपीएस के अनुसार लगभग बराबर ही है। इसमें 2006-07 के उत्पादन स्तर से अधिक जन उपयोगी सेवाओं के लिए 9.5% प्रतिवर्ष की दर से (सीएजीआर) उत्पादन में बढ़ोतरी की आवश्यकता होगी। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट में 2011-12 तक 1,52,746 मे. वा. की उच्च मांग का उल्लेख किया गया है। इस पर 11वीं योजना में क्षमता वृद्धि का आकलन करते समय विचार किया गया है।

#### 4.7 12वीं योजना के दौरान विद्युत उत्पादन में वृद्धि से संबंधित अध्ययन के लिए निर्धारित मांग अनुमान

12वीं योजना अवधि के दौरान प्रतिवर्ष 9% के हिसाब से सकल घरेलू उत्पाद की वृद्धि दर तथा 11वीं योजना के दौरान मुख्य रूप से ऊर्जा-क्षमता प्रौद्योगिकियों तथा अन्य ऊर्जा संरक्षण पद्धतियों को लागू करने के कारण 1.0 की मूल्य-सापेक्षता की तुलना में 0.8 की मूल्य-सापेक्षता मानी गई है तथा 11वीं योजना के दौरान मांग-समर्थन प्रबंधन उपाय किए जा रहे हैं। तदनुसार 7.2% प्रतिवर्ष की दर से विद्युत मांग बढ़ने की संभावना है। इसे ध्यान में रखते हुए ऊर्जा उत्पादन 2011-12 में 1038 बीयू के स्तर से बढ़ाकर 2016-17 तक 1470 बीयू किया जाना चाहिए।

तथापि, सकल घरेलू उत्पाद वृद्धि दर क्रमशः 8%, 9%, 10% तथा सकल घरेलू उत्पाद विद्युत मूल्य सापेक्षता 0.9 तथा 0.8 मानते हुए संवेदी विश्लेषण किए गए हैं तथा इसका व्यौरा नीचे सारणी में दिया गया है:-

## सारणी 4.2

वर्ष 2016-17 के लिए उत्पादन आवश्यकता (8,9,10% की दर से सकल घरेलू उत्पाद वृद्धि के अनुसार)

सकल घरेलू उत्पाद वृद्धि	सकल घरेलू उत्पाद/ विद्युत मूल्य सापेक्षता	अपेक्षित विद्युत उत्पादन (बीयू)
8 %	0.8	1415
	0.9	1470
9%	0.8	1470
	0.9	1532
10%	0.8	1525
	0.9	1597

17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार 2016-17 में बसबार में जन उपयोगी सेवाओं से ऊर्जा आवश्यकता 1392 बीयू है। 6.5% अतिरिक्त खपत को ध्यान में रखते हुए सकल ऊर्जा आवश्यकता लगभग 1488 बीयू है।

12वीं योजना के दौरान क्षमता वृद्धि योजना के उद्देश्य से 9% सकल घरेलू उत्पाद वृद्धि दर और 0.8 की मूल्य-सापेक्षता के अनुसार विद्युत उत्पादन आवश्यकता 1470 बीयू समझी गई है। यह 17वीं ईपीएस के अनुमानों के काफी निकट है।

## प्ररूपी विद्युत आपूर्ति स्थिति रिपोर्ट

परिशिष्ट 4.1

उच्चतम मांग (मे.वा.)

दिन घंटे के अनुसार	पूरी की गई मांग (मे.वा.)	आवर्तिता संशोधन (मे.वा.) की X (50 एफवी)	संशोधित मांग (मे.वा.) पी 1+ पी 2	पूरी न की गई मांग			पूरी न की गई कुल मांग (मे.वा.) पी 4+ पी 5 + पी 6 = पी 7	पूरी न की गई मांग के समतुल्य कुल ऊर्जा (एमयू) पी 7/1000	कुल अप्रतिबंधित मांग (मे.वा.) पी=पी 3+ पी 7
				लोड शेडिंग के कारण (मे.वा.)	सांविधिक विद्युत कटौती के कारण (मे.वा.)	ट्रांसमिशन तथा डिस्ट्रीब्यूशन दबाव के कारण (मे.वा.)			
	पी 1	पी 2	पी 3	पी 4	पी 5	पी 6	पी 7	पी 8	पी 8
1.00	5503	200	5703	1343	100	0	1443	1.443	7145.9
2.00	5341	100	5441	1818	50	0	1868	1.868	7308.8
3.00	5312	200	5512	1311	50	0	1360	1.361	6873.1
4.00	5413	200	5613	1343	50	0	1393	1.393	7006.4
5.00	5356	200	5556	1840	430	0	2270	2.270	7825.5
6.00	5208	100	5308	584	1500	0	2084	2.084	7391.5
7.00	5044	100	5144	140	1500	0	1640	1.640	6784.1
8.00	5247	200	5447	467	1450	0	1917	1.917	7363.9
9.00	5470	200	5670	147	1500	0	1647	1.647	7317
10.00	5229	100	5329	88	1600	0	1512	1.512	6841.1
11.00	5192	200	5392	-70	1400	0	1330	1.330	6721.8
12.00	5036	100	5136	210	1250	0	1460	1.460	6596.1
13.00	5072	100	5172	880	600	0	1480	1.480	6652.0
14.00	5271	100	5371	1480	475	0	1955	1.955	7325.8
15.00	5005	100	5105	1277	450	0	1727	1.727	6831.9
16.00	5323	200	5523	1465	400	0	1865	1.865	7388.1
17.00	5202	100	5302	1145	60	0	1745	1.745	7047
18.00	5253	200	5453	730	800	0	1530	1.530	6983
19.00	5273	100	5373	630	1200	0	1830	1.830	7202.9
20.00	5356	200	5556	710	1200	0	1910	1.910	7465.6
21.00	5490	200	5690	710	1200	0	1910	1.910	7600.4
22.00	5321	200	5521	461	1650	0	2111	2.111	7652
23.00	5473	200	5673	971	1050	0	2021	2.021	7693.9
24.00	5513	200	5713	1301	1100	0	2401	2.401	8114.1
कुल			130702	20805	21.00	0	42410	42.410	173112.1

बी - प्रणाली की क्षमता (200 मानी गयी है)

## अध्याय-5

उत्पादन के संसाधन एवं प्रौद्योगिकियां  
परंपरागत ऊर्जा स्रोत

## 5.0 भूमिका

देश में विद्युत शक्ति उत्पादन के संसाधन विविध प्रकार के हैं। इन संसाधनों में कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, तेल तथा परमाणु ऊर्जा जैसे वाणिज्यिक संसाधनों से लेकर सौर्य एवं वायु शक्ति तथा कृषि अपशिष्ट जैसे अन्य प्रकार के संसाधन भी आते हैं। देश में विद्युत शक्ति की बढ़ती हुई अपेक्षाओं की पूर्ति हेतु, सभी उपलब्ध ऊर्जा स्रोतों का दोहन किया जाना आवश्यक है। जल-विद्युत शक्ति जैसे ऊर्जा के शोधित संसाधनों तथा अन्य नवीकरणीय एवं अनवीकरणीय संसाधनों को विकसित करने के लिए प्राथमिकता निर्धारित की गई है। तथापि, कोयला-आधारित ताप विद्युत उत्पादन का विद्युत शक्ति के उत्पादन के क्षेत्र में प्रभावी बने रहने की संभावना है। अतः स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों सहित विभिन्न पर्यावरण अनुकूल प्रौद्योगिकियों के विकास पर अपेक्षित ध्यान दिए जाने की आवश्यकता है। नाभिकीय शक्ति के स्वच्छ एवं पर्यावरण अनुकूल होने की वजह से, इसे उपलब्ध स्वदेशी संसाधनों से अधिकतम संभव सीमा तक तथा आयातित ईंधन पर अंतर्राष्ट्रीय बाजार को मुक्त रखते हुए विकसित किए जाने की आवश्यकता है। चूंकि देश में विद्युत शक्ति के विभिन्न संसाधनों के व्यापक संभावित भंडार हैं, इस क्षमता का दोहन करने के लिए सर्वाधिक दक्ष प्रौद्योगिकियों को विकसित किए जाने की आवश्यकता है। विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु ईंधन का विकल्प ऊर्जा सुरक्षा पहलू के मद्देनजर सतत विकास के सिद्धांतों द्वारा निर्धारित किया जाएगा।

## 5.1 जल विद्युत उत्पादन

किसी नदी के बेसिन की जल-विद्युत संभावित क्षमता उस नदी-बेसिन के विद्युत शक्ति आपूर्ति उद्योग एवं जल संसाधन विकास का अभिन्न अंग हो जाती है। जल-विद्युत योजनाओं को साथ ही साथ आर्थिक कार्यकलाप के दो पृथक क्षेत्रों के अनुरूप बनाना होता है, जिनका सापेक्षिक महत्व देश के एक क्षेत्र से दूसरे क्षेत्र में व्यापक रूप से परिवर्तित होता रहता है। अतः देश के विभिन्न नदी बेसिनों की जल विद्युत शक्ति के संभावित संसाधनों की सर्वेक्षण तकनीकों एवं निष्पादन योजनाओं को विकसित करने के लिए विशेष तकनीकों एवं दृष्टियों का प्रतिपादन आवश्यक है।

किसी नदी की जल विद्युत शक्ति की संभावित क्षमता मूलतः इसके बहाव पर निर्भर करता है। अतः इसका सीधा संबंध समय के साथ प्रायः अपरिवर्तित रहने वाली नदी बेसिन की अन्य विशिष्टताओं के अतिरिक्त वर्षा तथा/या हिमपात से होता है। अधिकांश अंतर्वाह मॉनसून के महीनों के दौरान पायी जाती हैं, अतः जल संसाधन का अनुकूलतम उपयोग करने के लिए संचयन वाली जल परियोजनाओं को स्थापित किया जाना होता है। हमारे देश का प्रति व्यक्ति जल संचयन जल विद्युत शक्ति की संभावित क्षमता वाले विश्व के देशों के प्रति व्यक्ति

जल-संचयनों में सबसे कम है। ऐसी संचयन वाली जल परियोजनाएं सीमित संख्या में हैं। अतः देश की ऊर्जा एवं जल सुरक्षा हेतु संचयन वाली जल विद्युत परियोजनाओं के निर्माण को प्राथमिकता देने के लिए सभी संभवतम प्रयास किए जाने होते हैं।

#### 5.1.1 भारत के नदी बेसिन

भू-आकृति विज्ञान की दृष्टि से, भारत को तीन प्रमुख भागों में विभाजित किया जा सकता है : नामतः हिमालय एवं इससे संबद्ध यूवा वलित पर्वत, प्रायद्वीपीय भारत का प्राचीन भूखंड तथा इन दोनों के बीच अवस्थित सिंधु गंगा का मैदान ये तीनों भू-वैज्ञानिक इतिहास तथा अपने भूभाग की विशिष्टता की दृष्टि से एक - दूसरे से व्यापक रूप से भिन्न हैं। इन तीनों भागों, हिमालय श्रेणी, जिसमें बृहत् हिमालय लघु या मध्य हिमालय तथा शिवालिक श्रेणी शामिल हैं, में जल के व्यापक संभावित भंडार उपलब्ध हैं। बृहत् हिमालय के अगम्य होने की वजह से इसकी जल-शक्ति के संभावित भंडार का भले ही नगण्य उपयोग ही हो पाता है, तथापि इस श्रेणी के सभी नदियों के लिए यह जलाशयों के रूप में उपलब्ध है। अतः इस वजह से अन्य दो श्रेणियों अर्थात् लघु हिमालय तथा शिवालिक श्रेणियां ही जल-विद्युत क्षमता के विकास के लिए क्षमता स्रोत के रूप में रह जाते हैं।

जल-विद्युत की संभावित क्षमता के सर्वेक्षण के प्रयोजनार्थ, देश को छः प्रमुख नदी तंत्रों में वर्गीकृत किया गया है: नामतः सिंधु, ब्रह्मपुत्र, गंगा, मध्य भारत का नदी तंत्र, पूर्ववाही नदी तंत्र तथा पश्चिमवाही नदी तंत्र। इन नदी तंत्रों को आगे 49 नदी बेसिनों में विभाजित किया गया है। इन नदी तंत्रों/बेसिनों के ब्यौरे नीचे दिए गए हैं :

- **सिन्धु नदी तंत्र :**

सिन्धु, झेलम, चेनाब, सतलज, रावी, व्यास।

- **गंगा नदी तंत्र :**

ऊपरी गंगा, ऊपरी यमुना, निचली यमुना, चंबल, शारदा-गोमती-घाघरा, सोन, बेतवा-सिंध, कोशी-गंडक-महानंदा, निचली गंगा, दामोदर।

- **ब्रह्मपुत्र नदी तंत्र :**

ऊपरी ब्रह्मपुत्र, तिस्ता, सुवानसिरी, कामेंग, कालंग, दिहांग-दिबांग, लोहित, निचली ब्रह्मपुत्र एवं बराक तथा समीपवर्ती नदी तंत्र।

- **मध्य भारत का नदी (सीआईआर) तंत्र :**

नर्मदा ताप्ती, सुवर्णरेखा, ब्राह्मिणी-बैतरनी, महानदी, माही, साबरमती एवं लूनी-बनास एवं अन्य नदियां।

- **पश्चिमवाही नदी (डब्ल्यूएफआर) तंत्र :**

मिडहोला-दमन गंगा, बैतरना-सावित्री, वशिष्ट तिल्लारी, मांडवी - शरावती, वराही-कुट्टियाड़ी, बायपोर-पेरियार तथा पंजा - पारालियार।

• पूर्ववाही नदी (ईएफआर) तंत्र :

महानदी एवं गोदावरी के बीच की नदियां, गोदावरी, गोदावरी एवं कृष्णा के बीच की नदियां, कृष्णा, कृष्णा एवं पेन्नार के बीच की नदियां, पेन्नार, पेन्नार एवं कावेरी के बीच की नदियां, कावेरी तथा कावेरी एवं कन्याकुमारी के बीच की नदियां।

5.1.2 देश में जल विद्युत संभाव्यता का आकलन

5.1.2.1 जल-विद्युत संभाव्यता का आकलन (1978-87)

विभिन्न राज्यों एवं केंद्र संगठनों द्वारा किए गए निरंतर एवं सुविचारित प्रयासों के परिणामस्वरूप, विभिन्न स्थलों पर नदियों के जल विसर्जन संबंधी विशिष्टताओं, नदी बेसिनों के स्थलाकृतिक विशेषताओं, भू-आकृति तथा अन्य सूचना के बारे में प्राप्त मूल आंकड़ों के आधार पर देश की

देश में 60% भार गुणक पर कुल अनुमानित जल-विद्युत संभाव्यता 84,000 मेगावाट है। कुल 845 योजनाओं की पहचान की गई।

संभावित जल-विद्युत क्षमता का आकलन किया गया। इन अभिज्ञात योजनाओं के ब्यौरे परिशिष्ट 5.1 में दिए गए हैं। अध्ययनों का नदी बेसिन-वार सार नीचे सारणी 5.1 दिया गया है।

सारणी 5.1

क्र० सं०	नदी तंत्र	अभिज्ञात योजनाओं की संख्या	अध्ययन किए गए बेसिनों की संख्या	नियत आर्थिक संभावित क्षमता (मेगावाट)	60% भारगुणक पर शक्ति (मेगावाट)	सैद्धांतिक संभावित क्षमता (मेगावाट)	90% निर्भर प्रवाह शर्तों पर वार्षिक उर्जा मिलियन युनिटों में
1	सिंधु	190	6	11,993	19988	50,712	1,47,751
2	ब्रह्मपुत्र	226	9	20,952	34,920	1,46,170	2,67,663
3	गंगा	142	10	6,429	10,715	52,938	81,100
4	मध्य भारत की नदियां	53	8	1,644	2,740	14,888	14,998
5	पश्चिमवाही नदियां	94	7	3,689	6,149	9,437	35,680
6	पूर्ववाही नदियां	140	9	5,719	9,532	26,972	52,901
	कुल	845	49	50,426	84,044	3,01,117	6,00,093

यह देखा जा सकता है कि अध्ययनों के अनुसार कुल सैद्धांतिक संभावित विद्युत शक्ति क्षमता अनुमानतः लगभग 3 लाख मेगावाट तथा आर्थिक संभावित विद्युत शक्ति क्षमता लगभग 50,000 मेगावाट (नियत), 845 योजनाओं के 60% भारगुणक पर लगभग 84000 मेगावाट के समतुल्य

है। इन योजनाओं की संभावित संस्थापित क्षमता लगभग 1,50,000 मेगावाट है। औसतन, देश की आर्थिक संभावित विद्युत-शक्ति क्षमता कुल सैद्धांतिक संभावित विद्युत शक्ति क्षमता का लगभग 16.75% हो जाती है। नदी तंत्र-वार आर्थिक संभावित विद्युत शक्ति क्षमता तथा सैद्धांतिक संभावित विद्युत शक्ति क्षमता का अनुपात पश्चिम वाही नदी तंत्र के संदर्भ में 39.1% हैं, जो अधिकतम है। इसके बाद सिंधु नदी तंत्र का स्थान आता है जिसके संदर्भ में यह अनुपात 23.6% है तथा पूर्ववाही नदी तंत्र के संदर्भ में यह अनुपात 21.2% है। इन अभिज्ञात योजनाओं की कुल वार्षिक ऊर्जा की संभावित क्षमता 90% तथा 50% निर्भर प्रवाह शर्तों पर क्रमशः 600 बिलियन यूनिट तथा 739 बिलियन यूनिट है।

### 5.1.3 अद्यतन आंकड़ों के आधार पर प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्टों/विस्तृत परियोजना रिपोर्ट तैयार करना

#### 5.1.3.1 श्रेणीकरण अध्ययन

शेष जल - विद्युत योजनाओं के विकास को आवश्यक बढ़ावा देने हेतु केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने उनके विकास हेतु उनकी परस्पर प्राथमिकता को निर्धारित करने के लिए श्रेणीगत अध्ययन किया। जल-विद्युत शक्ति स्थलों का श्रेणीकरण जल विद्युत शक्ति योजनाओं के विकास से जुड़े विभिन्न पहलुओं हेतु महत्वपूर्ण मानदंडों तथा उपलब्ध आंकड़ों तथा डेस्क अध्ययनों के आधार पर किया गया है। इन पहलुओं के दृष्टिगत, इन योजनाओं के विकास हेतु उनकी प्राथमिकता के क्रम में, 'क', 'ख' तथा 'ग' श्रेणियों में, प्राथमिकता श्रेणी 'क' से श्रेणी 'ग' की ओर घटते हुए वर्गीकृत किया गया है। इस कवायद से जल विद्युत शक्ति का उचित अनुक्रम में विकास किए जाने के लिए इन परियोजनाओं के क्रियान्वयन हेतु उनकी प्राथमिकता के क्रम में पहचान करने की प्रक्रिया को सुगम बनाने में सहायक समझा गया। 399 योजनाओं की लगभग 1,07,000 मेगावाट की कुल संस्थापित क्षमता की प्राथमिकता का निर्धारण नीचे सारणी 5.2 के अनुसार किया गया है।

सारणी 5.2

क्र०सं०	नदी तंत्र/वर्गीकरण सिंधु	क	ख	ग	कुल
1	सिंधु				
	योजनाओं की संख्या	11	51	17	79
	संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	2,522	4,477	3,197	10,196
	संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	4,088	8,811	6,080	18,979
2	गंगा				
	योजनाओं की संख्या	20	54	1	75
	संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	884.1	4,693.1	232.5	5,809.7
	संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	2,023	9,616	600	12,239



3	मध्य भारत की नदियां	योजनाओं की संख्या संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	3 109 283	9 687 1,425	1 55 186	13 851 1,894
4	पूर्ववाही नदियां	योजनाओं की संख्या संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	11 453.5 1,412	26 3,889.2 6,469	2 57.4 88	39 4,400.1 7,969
5	पश्चिमवाही नदियां	योजनाओं की संख्या संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	1 23.2 35	10 618.8 958	14 1,000.5 1,508	25 1,642.5 2,501
6	ब्रह्मपुत्र	योजनाओं की संख्या संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	52 3,058.3 7,800	97 1,6321.9 42,574	19 6,821.2 12,954	168 26,201.4 63,328
कुल जोड़		योजनाओं की संख्या संभावित जल विद्युत क्षमता (मेगावाट) संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	98 7,050.1 15,641	247 30,687 69,853	54 11,363.6 21,416	399 49,100.7 1,06,910

#### 5.1.3.2 प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्टों (पीएफआर) को तैयार करना

जल-विद्युत परियोजनाओं के विकास हेतु वर्ष 2003 में माननीय प्रधान मंत्री द्वारा 50,000 मेगावाट की जल - विद्युत परियोजना की पहल आरंभ की गई है। देश में जल-विद्युत परियोजना के विकास में तेजी लाने के उद्देश्य से, इन परियोजनाओं की प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्टों के प्रतिपादन का कार्य प्राथमिकता आधार पर किया गया है क्योंकि प्राथमिक संभाव्यता रिपोर्टों के तैयार करने के बाद ही विस्तृत सर्वेक्षण एवं अन्वेषण कार्य आरंभ किया जा सकता है। 162 स्थलों के लिए प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्टों (पीएफआर) को जल विज्ञान, स्थलाकृतिक, भूविज्ञान संबंधी अद्यतन आंकड़े की दृष्टि से लगभग 47,930 मेगावाट की कुल संस्थापित क्षमता हेतु पूरा

किया गया है। इन जल-विद्युत शक्ति योजनाओं के राज्य-वार, परियोजना वार ब्यौरे परिशिष्ट 5.2 में दिए गए हैं।

#### 5.1.3.3 विस्तृत परियोजना रिपोर्टों को तैयार करना ।

प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्टों को तैयार करने की अनुवर्ती कार्यवाई के रूप में, प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट योजनाओं से चुनिंदा आकर्षक योजनाओं हेतु विस्तृत परियोजनाओं रिपोर्टों को तैयार करने/क्रियान्वयन आरंभ करने का निर्णय लिया गया है। प्रथमतः 162 योजनाओं में से, उनके प्रारंभिक तकनीकी आर्थिक विश्लेषण के आधार पर प्रथम वर्ष के प्रशुल्क 2.50 ₹ प्रति किलोवाट घंटा से कम वाले 78 योजनाओं (34,020 मेगावाट) को विस्तृत सर्वेक्षण एवं अन्वेषण (एस एंड ए) को आरंभ करने एवं विस्तृत परियोजना रिपोर्ट को तैयार करने/क्रियान्वित करने हेतु निम्न प्रशुल्क जल विद्युत योजनाओं के रूप में चुना गया है। परियोजना वार ब्यौरे परिशिष्ट 5.3

प्रधान मंत्री ने वर्ष 2003 में 50,000 मेगावाट की जल-विद्युत परियोजना की पहल आरंभ की । 48,000 मेगावाट की संभावित जल-विद्युत क्षमता वाली 162 योजनाओं की प्रारंभिक व्यवहार्य रिपोर्ट पूरी कर ली गई। 34,000 मेगावाट की क्षमता वाली 77 योजनाओं की विस्तृत परियोजना रिपोर्ट आरंभ कर दी गई।

में दिए गए हैं। इन योजनाओं में से मेघालय की एक योजना (69 मेगावाट) पर विचार नहीं किया जा रहा है क्योंकि इसके उर्ध्व प्रवाह पर शिलांग जल आपूर्ति योजना बनाई जा रही है। सर्वेक्षण एवं अन्वेषण तथा (शेष 77 परियोजनाओं के लिए) विस्तृत परियोजना रिपोर्टों को तैयार करने का कार्य पहले ही सीपीएसयू/एसपीएसयू/एसईबी/आईपीपी को संबंधित राज्यों द्वारा सौंप दिया गया है। विस्तृत परियोजना रिपोर्टों को तैयार करने का कार्य जारी है। इन परियोजनाओं का लाभ 11 वीं पंचवर्षीय योजना अवधि तथा इसके बाद की अवधि के दौरान प्राप्त होने की संभावना है।

#### 5.1.4 संचयन योजनाओं की आवश्यकता

नदियों का लगभग 80% सतही जल बिना उपयोग के ही समुद्र में चला जाता है, जबकि देश में बाढ़-सूखा-बाढ़ की समस्या बनी रहती है। हमारे देश में सर्वाधिक वर्षा लगभग 90 दिनों की

48,000 मेगावाट की क्षमता वाली 331 योजनाओं को संचयन योजनाओं के रूप विकसित किया जाना है।

अवधि के दौरान ही होती है। इस जल-राशि को सिंचाई, पेय जल आपूर्ति तथा बाढ़ की समस्याओं के न्यूनीकरण के प्रावधानों सहित पूरे वर्ष भर जल-विद्युत शक्ति का उत्पादन करने के लिए संचयन किए जाने की आवश्यकता है। अपर्याप्त वर्षा वाली अवधि के दौरान जल के बहाव में तेजी लाने हेतु भी जल का संचयन किए जाने की आवश्यकता है।

जल-विद्युत परियोजना का प्रकार (संचयन/नदी का प्रवाह) क्षेत्र विशेष के स्थलाकृतिक, भूगर्भीय एवं जल विज्ञान दशाओं पर निर्भर करता है तथा स्थल की विशिष्टताओं के अनुरूप होता है।

किसी नदी बेसिन में अधिकतम उत्पादन हेतु दोनों प्रकार की योजनाओं (संचयन/नदी का प्रवाह) का विवेकपूर्ण रूप से सुमेलित करने पर विचार करने की आवश्यकता होगी।

संचयन योजनाओं की बेसिन-वार स्थिति सारणी 5.3 में दी गई है :

**सारणी 5.3**

क्र०सं०	बेसिन वार	संचयन स्थलों की संख्या	60% भार गुणक पर कुल संभावित जल विद्युत शक्ति क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)
1	सिंधु	23	5,310	8038
2	गंगा बेसिन	35	5,586	8,715
3	मध्य भारत की नदियाँ	38	1,982	3,001
4	पश्चिम वाही	69	4,247	6,511
5	पूर्ववाही नदियाँ	90	7,009	10,618
6	ब्रह्मपुत्र	76	23,828	36,289
	कुल	331	47,962	73,172

#### 5.1.5 एकीकृत जल संसाधन विकास

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 8(2) के अनुसार, यह सुनिश्चित किया जाना होता है कि प्रस्तावित नदी कार्यों से पेय जल, सिंचाई, नौचालन, बाढ़-नियंत्रण या अन्य सार्वजनिक प्रयोजनों की अपेक्षाओं के संगत जल-विद्युत शक्ति के उत्पादन हेतु किसी नदी या उसकी सहायक नदियों के सर्वाधिक चरम विकास की संभावनाओं पर प्रतिकूल प्रभाव नहीं पड़ेगा। इसके अतिरिक्त, प्रस्तावित योजना में बांध के डिजाइन एवं संरक्षा संबंधी प्रतिमानकों का अनुपालन भी किया जाएगा। तदनुसार परियोजना रिपोर्टों की आयोजना एवं प्रतिपादन के दौरान निम्नलिखित मुद्दों पर गंभीरतापूर्वक ध्यान दिए जाने की आवश्यकता है :

- नदी का परियोजनाओं का अनुकूलतम विकास
- अधिकतम विद्युत शक्ति उत्पादन करने हेतु परियोजनाओं का अनुकूलतम डिजाइन
- अनुकूलतम सिविल डिजाइन
- अनुकूलतम बांध डिजाइन एवं संरक्षा पहलू
- अंतरराज्यीय जल विनियम/आवंटन का अनुपालन।  
उपर्युक्त अपेक्षाओं की पूर्ति को सुनिश्चित करने की आवश्यकता होगी भले ही केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की सहमति अपेक्षित हो या नहीं।

### 5.1.6 विभिन्न स्टेकधारकों के बीच समन्वय

फिलहाल, अनेक एजेंसियां एकल नदी/बेसिन में योजनाओं को आरंभ कर रही हैं। इससे विभिन्न स्टेकधारकों के बीच हितों का संघर्ष उत्पन्न हो जाएगा तथा इनके बीच समन्वय/नियंत्रण नदी बेसिन के अनुकूलतम एवं सतत विकास हेतु परमावश्यक हो गया है। राज्य सरकार को जल विद्युत शक्ति योजनाओं को अंतिम रूप देने के पूर्व इन सभी मुद्दों का समाधान करना होगा।

### 5.1.7 जल-विद्युत क्षमता शक्ति के अनुकूलतम विकास को सुनिश्चित करना

चूंकि "जल" राज्य सूची के अंतर्गत आता है, जल विद्युत परियोजना स्थल को किसी विशेष एजेंसी को आवंटित करने, भू-अधिग्रहण तथा राज्य स्तर पर अन्य क्लीयरेंसों की प्राप्ति को सुगम बनाने के साथ-साथ जल - विद्युत परियोजना को विकसित करने की पहल किसी विशिष्ट स्थल से अधिकतम लाभ प्राप्ति के प्रयोजनार्थ किसी नदी तंत्र का समग्र अनुकूलतम विकास के मद्देनजर केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा इंगित उपलब्ध स्थलाकृतिक एवं जल विज्ञान संबंधी आंकड़ों योजनाओं के प्रकार (नदी प्रवाह/ संचयन), उनकी विद्युत शक्ति क्षमता, संभावित संस्थापित क्षमता इत्यादि के आधार पर राज्य सरकार द्वारा प्रारंभ की जानी है। अभी तक, लगभग 300 जल-विद्युत योजनाएं (लगभग 45000 मेगावाट संस्थापित क्षमता) प्रचालनरत हैं या कार्यान्वयन के अधीन हैं। अतः अधिकांश उपलब्ध जल विद्युत क्षमता का अभी उपयोग किया जाना है।

एकीकृत जल संसाधन विकास हेतु यथासंभव संचयन स्थलों को विकसित किए जाने की आवश्यकता है। इस प्रयोनार्थ, इसके अंतर्गत तैयार की गई इष्टतम विकास योजना के गहन अनुपालन को राज्य/परियोजना प्राधिकारियों द्वारा सुनिश्चित किए जाने की आवश्यकता होगी।

विद्युत अधिनियम, 2003 के अनुसार, जल-विद्युत उत्पादक केंद्र विद्युत स्थापित करने को इच्छुक कोई भी उत्पादक कंपनी केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर जारी अधिसूचना द्वारा यथा निर्धारित धन राशि से अधिक अंतर्ग्रस्त पूंजीगत व्यय की अनुमानित योजना की रूपरेखा तैयार करेगी एवं इसे केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की सहमति हेतु उसे प्रस्तुत करेगी। भारत सरकार ने दिनांक 18 अप्रैल, 2006 के असाधारण अधिसूचना राजपत्र के भाग-II, धारा 3 की उप-धारा (ii) सं0 361 के तहत यह निर्णय लिया कि निम्नलिखित धनराशि से अधिक अनुमानित अंतर्ग्रस्त व्यय की राशि वाली जल विद्युत योजनाओं को केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की सहमति हेतु प्रस्तुत किया जाएगा।

1. दो हजार पांच सौ करोड़ ₹0 की धनराशि, बशर्ते कि

(क) योजना अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (4) के तहत केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथा अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत योजना में शामिल की गई हो तथा यह योजना, राष्ट्रीय विद्युत योजना में यथा उल्लिखित क्षमता एवं प्रकार (नदी का प्रवाह/संचयन) के अनुरूप हो।

(ख) अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से जल-विद्युत उत्पादक केंद्र विद्युत की स्थापना हेतु स्थल का आवंटन कर दिया गया है।

2. उपर्युक्त पैरा 1 के खंड (क) एवं (ख) के अंतर्गत कवर नहीं की गई किसी योजना हेतु पांच सौ करोड़ ₹ की धनराशि ।

विकासकर्ताओं को यह सुनिश्चित करना होता है कि जल-विद्युत योजनाएं परिशिष्ट 5.1 में यथा निर्दिष्ट व्यापक पैरामीटरों के सामान्यतः अनुरूप हों।

सर्वेक्षण एवं अन्वेषण हेतु लगभग 2 वर्ष का समय, क्लीयरेंसों की प्राप्ति हेतु लगभग 2 वर्ष का समय एवं परियोजना के निर्माण हेतु 5 वर्ष का समय लगता है। अतः जल-विद्युत परियोजनाओं के विकास हेतु दस वर्षीय योजना बनाने की आवश्यकता है। अतः 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए जल विद्युत परियोजनाओं का अभिज्ञान अभी की जानी होगी ताकि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान ही सभी प्रकार के सर्वेक्षण एवं अन्वेषण कार्यों, विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी तथा सहमति की प्राप्ति का काम पूरा हो जाए। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा 12वीं पंचवर्षीय योजना हेतु अनेक परियोजनाएं का अभिज्ञान किया जा चुका है, जिन्हें परिशिष्ट 11.3 में दर्शाया गया है।

## 5.2 ताप विद्युत शक्ति उत्पादन

विद्युत शक्ति के उत्पादन हेतु स्वदेशी कोयले की उपलब्धता होने की वजह से, ताप विद्युत शक्ति उत्पादन विद्युत-शक्ति क्षेत्र का मुख्य आधार बना रहेगा। हमारे देश में विद्युत शक्ति की व्यापक क्षमता है तथा इस क्षमता का उपयोग पर्यावरणानुकूल एवं लागत प्रभावी तरीके से करने हेतु यथा संभव प्रयास अपेक्षित हैं। ताप विद्युत शक्ति के उत्पादन के संदर्भ में विश्व व्यापी प्रौद्योगिकीय प्रगतियां भी हो रही हैं तथा भारतीय संदर्भ में उपयुक्त एवं प्रभावी अद्यतन प्रौद्योगिकियों की खोज करना एवं उन्हें प्रयोग में लाना आवश्यक है।

बड़ी विद्युत शक्ति क्षमता अपेक्षा के महेनजर, विद्युत मंत्रालय/केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 1,00,000 मेगावाट पर्यावरणानुकूल ताप-विद्युत परियोजना की पहल का प्रस्ताव किया है।

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा गठित स्थायी समिति जनोपयोगी सेवाओं को प्रदान करने वाली राज्य संगठनों के परामर्श से नए स्थलों का अभिज्ञान कर रही है। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने केंद्रीय खनन आयोजना एवं विकास संगठन (सीएमपीडीआई) तथा राष्ट्रीय सुदूर संवेदन एजेंसी (एनआरएसए) को सुदूर संवेदन के माध्यम से उपग्रह मानचित्रण का उपयोग करते हुए क्रमशः बड़े गर्त शीर्ष एवं तटीय स्थलों के अभिज्ञान हेतु अध्ययन कार्य सौंपा है। केंद्रीय खनन आयोजना एवं विकास संगठन (सीएमपीडीआई) ने आठ प्रमुख कोयला क्षेत्रों में कोयला ब्लॉकों के नजदीक अभिज्ञात 36000 मेगावाट की गर्त शीर्ष विद्युत शक्ति संयंत्र स्थलों के लिए रिपोर्ट प्रस्तुत कर दी है। उन्होंने 24000 मेगावाट क्षमता हेतु अतिरिक्त कोयला ब्लॉकों का भी अभिज्ञान किया है, जिनके लिए वे विद्युत शक्ति संयंत्र स्थलों का अभिज्ञान करते रहेंगे। राष्ट्रीय सुदूर संवेदन एजेंसी ने गुजरात एवं महाराष्ट्र के तटीय क्षेत्रों का रिपोर्ट प्रस्तुत किया है, जहां लगभग 12000 मेगावाट की विद्युत शक्ति परियोजना संस्थपित किए जाने का प्रस्ताव है। वे अन्य तटीय राज्यों के संबंध में अध्ययन कर रहे हैं। सीएमपीडीआई एवं एनआरएसए के रिपोर्टों को संबंधित राज्य सरकारों को भेज दिया गया है तथा इन्हें ताप विद्युत शक्ति संयंत्रों की स्थापना हेतु स्थलों का बाद में

अन्वेषण एवं विकास करने के लिए भावी विकासकर्ताओं को उपलब्ध भी कराया जाएगा। इनमें से अधिकांश स्थलों का विभिन्न विकासकर्ताओं द्वारा अभिज्ञान कर लिया गया है। मानकीकृत डिजाइनों वाले पर्यावरणानुकूल अतिक्रांतिक प्रौद्योगिकी की 800-1000 मेगावाट वाले बड़े आकार के कोयला आधारित यूनिटों को प्रारंभ किए जाने का प्रस्ताव है ताकि क्षमता संवर्धन वाले बड़े कार्यक्रम को पूरा किया जा सके। कोयला आवंटन को प्राप्त करने में विद्युत प्रदान करने वाली संस्थाओं द्वारा सामना की जाने वाली कठिनाइयों के दृष्टिगत, अब तटीय प्रदेशों में आयातित/प्रक्षालित कोयले का उपयोग करते हुए विद्युत शक्ति संयंत्रों का अभिज्ञान करने तथा स्थापित करने पर जोर दिया जा रहा है।

### 5.2.1 मुद्दे, सरोकार एवं कार्रवाइयां

#### 5.2.1.1 जल का इष्टतम उपयोग

तीव्र शहरीकरण एवं जनसंख्या वृद्धि की वजह से, उपलब्ध जल संसाधनों पर जल का उपयोग करने वाले सभी क्षेत्रों से निरंतर दबाव पड़ रहा है। अनुमानित ताप विद्युत शक्ति क्षमता संवर्धन से भावी स्थलों पर जल की उपलब्धता पर दबाव पड़ने की आशंका है। रिसाव नियंत्रण सहित ठोस अनुरक्षण प्रक्रियाओं के अतिरिक्त उपयोग हेतु सर्वाधिक उपयुक्त प्रौद्योगिकियों को लागू करने की अति आवश्यकता है। बंद शीतलन प्रणाली एवं ड्राई ऐश संग्रहण से जल खपत अपेक्षा में महत्वपूर्ण कमी आई है। शुष्क शीतलन प्रणाली को भी भावी प्रयोग हेतु विकसित करना चाहिए।

#### 5.2.1.2 कोयले की गुणवत्ता में सुधार

भारतीय कोयला, जो विद्युत शक्ति उत्पादन के लिए उपलब्ध है, सब मिलाकर उच्च भस्म अंश वाला घटिया गुणवत्ता का है। कोयले की गुणवत्ता में मुख्यतः पर्याप्त सुरक्षोपायों तथा गुणवत्ता नियंत्रण के अभाव की वजह से खनन के दौरान अति भार/असंगत पदार्थों के कारण और कमी आ जाती है। विद्युत शक्ति संयंत्र प्रचालक सतत रूप से अपेक्षाकृत अधिक संगत गुणवत्ता वाले कोयले की मांग कर रहे हैं। कोयले की गुणवत्ता में सुधार हेतु संभावित विकल्प कोयले के सम्मिश्रण को अपनाना या प्रक्षालित कोयले को उपयोग करना है, जो भी विकल्प किसी विशिष्ट स्थल हेतु आर्थिक रूप से उपयुक्त हो।

कोयले की गुणवत्ता में सुधार हेतु एक संभव माध्यम के रूप में कोयले का अनुकूलन विद्युत शक्ति हेतु बड़ी संभावित क्षमता का निर्माण करना है। कोयले के खानों से अनेक विद्युत संयंत्रों के दूर अवस्थित होने के तथ्य के मद्देनजर, कोयले को अनुकूलित बनाने के माध्यम से भस्म अंश में 8 से 10% प्रतिशत तक कमी लाने में आने वाली लागत की प्रतिपूर्ति 600-700 कि०मी० या इससे अधिक की दूरी पर अवस्थित केंद्र विद्युतों के लिए परिवहन लागत में कमी करके किया है। इसके अतिरिक्त, अनुकूलित कोयले के उपयोग से प्रारंभिक पूंजी की कम लागत, संयंत्र का उन्नत कार्य निष्पादन, कम प्रचालन एवं अनुरक्षण, इत्यादि जैसे फायदे हैं। गर्त शीर्ष केंद्र विद्युतों के मामले में भी, असंगत पदार्थों को सिर्फ हटाने के द्वारा कोयले की गुणवत्ता में सुधार करने के किसी प्रयास से संयंत्र के कार्य-निष्पादन में सुधार करने में काफी समय लगेगा।

उच्च एवं निम्न भस्म आयातित कोयलों का सम्मिश्रण दूसरा विकल्प है जिसे पर्यावरणीय विनियमों को पूरा करने का एक अभिगम समझा जा सकता है। दो या दो से अधिक कोयलों के सम्मिश्रणों की विशिष्टताएं सम्मिश्रणों के पृथक-पृथक कोयले के अनुपात के समानुपाती नहीं भी हो सकती हैं। अतः सम्मिश्रणों से संबद्ध प्रचालनात्मक एवं पर्यावरणीय मुद्दों पर विचार करते समय, विभिन्न सम्मिश्रणों के संभावित पर्यावरणीय प्रभाव, दहन विशिष्टताओं तथा पेषण विशिष्टताओं के बारे में गहन एवं विस्तृत अन्वेषण करने की आवश्यकता है।

### 5.2.1.3 भस्म (ऐश) का उपयोग

कोयला-आधारित ताप विद्युत केंद्र भारत की संस्थापित उत्पादन क्षमता में महत्वपूर्ण योगदान करते हैं। ताप विद्युत शक्ति केंद्रों में उपलब्ध भस्म(ऐश) तीन प्रकार के हैं : नामतः फ्लाई ऐश-जिसका आकार बारीक है तथा जिसे स्थिर वैद्युत प्रक्षेपकों से संग्रहित किया जाता है। अधस्तल भस्म (बटम ऐश) जिसे वाष्पित्र भट्टी के अधस्तल से संग्रहित किया जाता है तथा ताल भस्म (पाँड ऐश) जो भस्म तालों (ऐश पाँडों) में गारे के रूप में फ्लाई ऐश तथा अधस्तल भस्म (बटम ऐश) के मिश्रण के रूप में होता है।

विद्युत प्रदान करने वाली संस्थाओं के कोयला एवं लिग्नाइट-आधारित विद्युत शक्ति संयंत्रों से भस्म (ऐश) उपयोग 1992-93 के भस्म(ऐश) उत्पादन के 2.3% से उत्तरोत्तर रूप से बढ़कर 1998-99 के दौरान 12.16% हो गया है। 2004-05 के दौरान भस्म(ऐश) का उत्पादन 98.6 मिलियन टन या जिसमें से 38% भस्म(ऐश) अर्थात् 37.5 मिलियन टन का उपयोग किया गया। वर्ष 2005-06 के दौरान, भस्म(ऐश) का उपयोग 45.32 मिलियन टन (45.8%) तक हो गया है। ऐसा अनुमान लगाया गया है कि 10वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक 2006-07 के दौरान, भस्म(ऐश) की उत्पादित मात्रा 100 मिलियन टन प्रति वर्ष हो जाएगी। यह मात्रा 11 वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक बढ़कर 180 मिलियन टन प्रति वर्ष हो जाने की आशा है। भस्म(ऐश) की इस बड़ी मात्रा के निपटान हेतु ऐश डाइकों के रूप में बहुत बड़े भू-क्षेत्र की आवश्यकता होगी। इसके अतिरिक्त, फ्लाई ऐश, पलायक प्रकृति की होने की वजह से, इसका प्रबंधन एवं निपटान समुचित रूप से नहीं किए जाने पर अनेक प्रकार की पर्यावरणीय समस्याएं उत्पन्न हो जाती हैं।

विशिष्टताओं एवं इंजीनियरी विशेषताओं के अनुसार भस्म (ऐश) के विशिष्ट उपयोग होते हैं। भस्म (ऐश) को भस्म (ऐश) आधारित उत्पादों में परिवर्तित करने तथा उपयोग करने की आवश्यकता है जिससे कि भस्म (ऐश) हवा में न उड़े यह सतही जल प्रवाह में बहकर न चला जाए तथा घुलकर बह न जाए एवं भू-जल प्रदूषण की समस्या उत्पन्न न कर दे। भस्म (ऐश) का सुरक्षित उपयोग आवश्यक है। अतः कोयला एवं लिग्नाइट आधारित सभी ताप विद्युत केंद्रों में भस्म (ऐश) उपयोग का कार्यकलाप सतत रूप से जारी रखने की आवश्यकता है। इससे समीपवर्ती गांवों में अनेक व्यक्तियों को रोजगार के अवसर उपलब्ध हो जाएंगे। भस्म (ऐश) उपयोग से भस्म ताल (ऐश पाँड) क्षेत्रों, भस्म (ऐश) प्रबंधन प्रणाली, खपतकारी विद्युत शक्ति की अपेक्षा में कमी तथा इन अवसंरचनाओं के निर्माण हेतु उपयोग की जानी वाली उर्जा एवं समय की बचत जैसे संगत लाभ होते हैं। भस्म (ऐश) आधारित उत्पादों से समाज को प्रतिलाभ मिलते हैं। अतः प्रशुल्क पर इनका प्रभाव नगण्य है। भस्म (ऐश) उपयोग पर व्यय, संवर्धनात्मक कार्रवाई एवं सरलीकरण घटक आवश्यक हैं।

भस्म (ऐश) उपयोग के लक्ष्य मुख्यतः पर्यावरण एवं वन मंत्रालय के दिनांक 14 सितंबर, 1999 की अधिसूचना एवं इसके उत्तरवर्ती संशोधनों द्वारा निर्धारित होते हैं। मौजूदा ताप विद्युत संयंत्रों को, सितंबर, 1999 की स्थिति के अनुसार, 15-वर्षीय कार्यवाई योजना के अनुसार 2013-14 के अंत तक चरणबद्ध रूप से 100% भस्म (ऐश) उपयोग के स्तर को प्राप्त करना होता है। सितंबर, 1999 के बाद वाले नए विद्युत शक्ति संयंत्रों को दिनांक 14 सितंबर, 1999 की अधिसूचना के प्रकाशन की प्रभावी तिथि से तथा 9 वर्षीय कार्यवाई योजना के अनुसार चरणबद्ध रूप से 100% भस्म (ऐश) के उपयोग स्तर को प्राप्त करना होता है। इसके अतिरिक्त पर्यावरण एवं वन मंत्रालय ने दिनांक 27 अगस्त, 2003 को संशोधित अधिसूचना भी जारी किया तथा ताप विद्युत शक्ति संयंत्रों की अवस्थिति से 50 कि०मी० तथा 50 से 100 कि०मी० अरीय दूरी के भीतर वाले एजेंसियों हेतु विशिष्ट लक्ष्यों को विनिर्धारित करते हुए विभिन्न निर्माण एजेंसियों द्वारा भस्म (ऐश) के उपयोग की संभावना बढ़ा दी है। 50 कि०मी० के भीतर अवस्थित निर्माण एजेंसियों को अगस्त, 2005 तक 100 प्रतिशत भस्म (ऐश) उपयोग के स्तर तक के लक्ष्यो को पूरा करना था तथा 50 से 100 कि०मी० की दूरी में अवस्थित एजेंसियों को अगस्त, 2007 तक 100% भस्म (ऐश) उपयोग के स्तर को प्राप्त करना है।

सितंबर, 1999 से 9 वर्षों की अवधि के बाद, परियोजनाओं के आरंभ होने के प्रारंभिक चरण से 100 प्रतिशत भस्म (ऐश) उपयोग हेतु योजना बनाने के लिए भावी रणनीति तैयार की जाएगी। सभी विद्युत शक्ति संयंत्रों द्वारा प्रयोक्ता एजेंसियों के माध्यम से भस्म (ऐश) उपयोग शुष्क फ्लाई ऐश संग्रहण तथा संचयन के सुसहबद्ध कार्यक्रम तैयार करने तथा चौबीसों घंटे संयंत्र चारदीवारियों के बाहर प्रयोक्ता एजेंसियों को शुष्क फ्लाई भस्म (ऐश) उपलब्ध कराने की संभावना है, ताकि यह सतत प्रक्रिया बनी रहे। विद्युत शक्ति संयंत्रों द्वारा भस्म(ऐश) उपयोग को सुनिश्चित करने हेतु अपने या लगाए गए निजी उद्यमियों के प्रयासों के माध्यम से प्रत्याशित उपयोग के अनुसार यथा सुलभ ईंटों, ब्लॉकों, टाइलों इत्यादि के विनिर्माण में आवश्यक पहल भी किए जाने की संभावना है।

भस्म (ऐश) उत्सर्जित करने वाले सभी कोयला एवं लिग्नाइट ताप विद्युत शक्ति संयंत्रों द्वारा भस्म (ऐश) उपयोग करने की आवश्यकता होती है। इसे 100 किमी अरीय दूरी के भीतर अन्वेषण एवं अवसंरचना विकास के प्रारंभिक चरण वाली तथा निर्माण, जीर्णोद्धार, आधुनिकीकरण के अंतर्गत आने वाली सभी परियोजनाओं के द्वारा किए जाने की आवश्यकता है तथा यदि आवश्यक हो, 100 कि०मी० की अरीय दूरी से अधिक दूरी पर भी भस्म (ऐश) उपयोग किया जा सकता है। भस्म (ऐश) उपयोग के महत्वपूर्ण क्षेत्र सीमेंट (37%) सड़क (20%) खनन पूरण (16%) भू-सुधार (11%) ईंट एवं ब्लॉक (7%) तथा अन्य (9%) हैं।

भस्म (ऐश) उपयोग के स्तरों को अधिकतम बनाने हेतु, नए ताप विद्युत शक्ति संयंत्रों को सभी स्थिर विद्युत अवक्षेपित्र (ईएसपी) हॉपर्स पर शुष्क फ्लाई ऐश निष्क्रमण प्रणाली संस्थापित करनी होती है तथा शुष्क फ्लाई ऐश को विद्युत शक्ति केंद्र चारदीवारी के निकट अवस्थित संचयन खत्तियों में डालने हेतु पर्याप्त प्रावधान किए जा रहे हैं ताकि फ्लाई ऐश को सीमेंट तथा एस्बेस्टस उद्योग, शीघ्र मिश्रित ठोस संयंत्रों इत्यादि जैसे प्रयोक्ताओं को आपूर्ति की जा सके। आर्द्र प्रकार के भस्म (ऐश) संग्रहण प्रणाली वाले पुराने ताप विद्युत संयंत्रों को यूनिटों के जीर्णोद्धार/आधुनिकीकरण/प्रचालनावधि विस्तार के क्रियान्वयन के दौरान अपने भस्म (ऐश) प्रबंधन



प्रणाली को शुष्क भस्म (ऐश) प्रणाली में आशोधित करना चाहिए। भस्म (ऐश) निपटान के आर्द्र पद्धति का प्रयोग नहीं करना चाहिए।

### 5.2.2 ईंधन विकल्प

देश में ताप विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु विभिन्न प्रकार के ईंधन उपलब्ध हैं तथा प्रत्येक प्रकार के ईंधन के तकनीकी-आर्थिक महत्वों को ईंधन की उपलब्धता, ईंधन की अवस्थिति, भार अपेक्षा की प्रकृति तथा भार केंद्र इत्यादि जैसे कारकों पर निर्भर करते हुए मामला दर मामला आधार पर स्थापित किए जाने की आवश्यकता है। यह राष्ट्रीय विद्युत योजना को इन कारकों के मद्देनजर किए गए विस्तृत अध्ययनों के आधार पर विकसित किया गया है। ताप विद्युत शक्ति उत्पादन के विभिन्न ईंधनों की प्रमुख विशिष्टताएं निम्नलिखित हैं :-

#### 5.2.2.1 टोस ईंधन

##### कोयला :

भारतीय भू-वैज्ञानिक सर्वेक्षण के आकलनों के अनुसार, भारत का आरक्षित कोयला भंडार 01.01.2006 की स्थिति के अनुसार 253 बिलियन टन है, इनमें से 87% से अधिक भंडार नॉन-कुकिंग ग्रेड में है। कोयले के इन आरक्षित भंडारों का भौगोलिक वितरण बिहार, झारखंड, मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़, पश्चिम बंगाल, उड़ीसा तथा आंध्र प्रदेश राज्यों में है। 2004-05 के दौरान देश का कुल कोयला उत्पादन 377 मिलियन टन था, जिसमें से लगभग 277 मिलियन टन का उपयोग विद्युत शक्ति क्षेत्र (कैप्टिव विद्युत शक्ति संयंत्रों को छोड़कर) के लिए किया गया। इसके अतिरिक्त, विद्युत शक्ति क्षेत्र के लिए लगभग 4.5 मिलियन टन का आयात किया गया। वर्ष 2011-12 के अंत तक, घरेलू स्रोतों से कोयले की कुल उपलब्धता 482 मिलियन टन होने की संभावना है। इसमें कैप्टिव खानों से कोयला का उत्पादन भी शामिल है।

उच्च कैलोरी मान तथा निम्न भस्म (ऐश) अंश वाले आयातित कोयले का उपयोग प्रतिस्पर्धात्मक मूल्य निर्धारण के आधार पर तमिलनाडु, गुजरात, महाराष्ट्र, कर्नाटक एवं आंध्र प्रदेश के तटीय विद्युत शक्ति संयंत्रों के लिए वरीय विकल्प हो सकता है। अनुकूलता सुनिश्चित करने के बाद, तटीय क्षेत्रों में संयंत्रों हेतु आयातित एवं घरेलू कोयले के सम्मिश्रण से वाष्पित्रों के कार्य-निष्पादन को प्रभावित किए बिना परिवर्ती प्रभारों को यथा संभव कम हो जाता है। आयातित कोयले की आपूर्तिकर्ता कंपनियों के साथ दीर्घावधिक संविदा करने पर तथा विदेशी संयुक्त उद्यम सहित कोयला खानों की प्रापण संबंधी व्यवहार्यता पर राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम तथा भारतीय कोयला कंपनियों जैसे बड़े संगठनों द्वारा विचार किया जाना चाहिए।

##### लिग्नाइट :

लिग्नाइट का भूगर्भीय आरक्षित भंडार लगभग 35.6 बिलियन टन होने का अनुमान लगाया गया है। तमिलनाडु में नेवेल्ली, गुजरात में अकरिमोटा, सूरत तथा राजस्थान में बिं नॉक, पालाना, बारिसनगर जैसे सीमित स्थानों में लिग्नाइट उपलब्ध है। सिर्फ तमिलनाडु राज्य में 86% से अधिक संसाधन मौजूद हैं, जबकि अन्य राज्यों में शेष 14% संसाधन हैं।

चूंकि लिग्नाइट अपेक्षाकृत छिछली गहराई में उपलब्ध होता है तथा अनंतरणीय होता है, गर्त शीर्ष केंद्रों में विद्युत शक्ति के उत्पादन हेतु इसका उपयोग आकर्षक पाया जाता है। लिग्नाइट के खनन की लागत को नियंत्रित किया जाना होता है ताकि वह विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु किफायती बन जाए।

#### 5.2.2.2 द्रव ईंधन

व्यापक प्रकार के द्रव ईंधन विकल्प विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु उपलब्ध हैं। सामान्यतः द्रव ईंधन में निम्नलिखित के संदर्भ में कुछ बुनियादी फायदे हैं :

- आसान हैंडलिंग
- अच्छी दहन/ईंधन विशिष्टताएं - उच्च कैलोरी मान
- दहन के बाद कोई ठोस अवशिष्ट नहीं।

निम्न सल्फर भारी स्टॉक (एलएसएचएस), भारी पेट्रोलियम स्टॉक (एचपीएस), भारी ईंधन तेल (एचएफओ) जैसे भारी तेल विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु, विशेषकर जहां कोयले को आसानी से नहीं ढोया जा सके, उपयुक्त हैं। पर्यावरण एवं वन मंत्रालय ने विद्युत शक्ति उत्पादन के अधिकतम 2% सल्फर अंश को विनिर्धारित किया है। इसके अतिरिक्त, डीजी सेट की क्षमता की सीमा है, जो चार स्ट्रोक वाले इंजनों के लिए 20 मेगावाट तथा दो स्ट्रोक वाले इंजनों के लिए 60 मेगावाट का है। अतः डीजल ईंधन केंद्रों का उपयोग मुख्यतः आपातपयोगी प्रणालियों के रूप में पूर्वोत्तर क्षेत्र के पृथक स्थानों एवं द्वीपों में विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु किया जाता है।

कश्मीर घाटी, लद्दाख, इत्यादि जैसे दुर्गम पृथक क्षेत्रों में, आस्त्रुत सं० 2, एचएसडी, नाफ्था, संघनक पदार्थों जैसे आस्त्रुत द्रव ईंधन उन्नत प्रौद्योगिकी गैस टरबाइनों तथा इन ईंधनों के गैर-प्रदूषक प्रकृति के माध्यम से प्राप्य अति उच्च रूपांतर दक्षता की वजह से पर्यावरणीय दृष्टि में कुछ वरीय ईंधन हैं। नाफ्था की बहुत अधिक कीमत होने की वजह से, प्राथमिक ईंधन के रूप में नाफ्था से विद्युत शक्ति उत्पादन की लागत, सीसीजीटी संयंत्र की निम्न पूंजी लागत की वजह से निम्न स्थिर प्रभारों के बावजूद, बहुत अधिक है। एचएसडी का उपयोग विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु डीजल इंजनों एवं संयुक्त चक्र संयंत्रों तथा एद्योगों में कैप्टिव विद्युत शक्ति संयंत्रों के रूप में होता है। एचएसडी तेल अपने कम ज्वलनशील विशिष्टताओं की वजह से गैस टरबाइनों हेतु नाफ्था की तुलना में बेहतर ईंधन है। तथापि, घरेलू एचएसडी में सल्फर का अंश आईएस 1460 द्वारा यथा अनुमत अंश किंचित 1% अधिक है। विद्युत मंत्रालय के दिनांक 19.1.2001 के संकल्प के अनुसार, देश में उत्पादित एचएसडी को विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु अनुमति दी जाती है। एचएसडी के आयात पर मामला दर मामला आधार पर विचार किया जाएगा, यदि घरेलू एचएसडी की उपलब्धता में कोई कमी हो। द्रव ईंधन की उच्च लागत के मद्देनजर, विद्युत शक्ति उत्पादन के क्षेत्र में इसका बहुत सीमित उपयोग होगा तथा यह आपात स्थिति के दौरान आपातपयोगी साधन एवं कैप्टिव उपयोग के लिए एक विकल्प के रूप में बना रहेगा।

## 5.2.2.3

## गैसीय ईंधन

प्राकृतिक गैस पर्यावरणीय दृष्टि से सर्वोत्तम ईंधन है। अतः उन्नत प्रौद्योगिकी गैस टरबाइनों वाली अति उच्च दक्षताओं के मद्देनजर, इसका संयुक्त चक्र गैस टरबाइन विद्युत शक्ति केंद्रों में तेजी से उपयोग हो रहा है। प्राकृतिक गैस, गैर-प्रदूषक प्रकृति के होने तथा तेल की तुलना में उपयोग हेतु सुविधाजनक होने की वजह से विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु प्राथमिक मिश्रण में महत्वपूर्ण होने की संभावना है।

बॉम्बे हाई फ़िल्ड्स का विकास होने से सत्तर के दशक के अंतिम वर्षों में तथा पश्चिमी समुद्र तट के दक्षिणी बेसिन फ़िल्ड के द्वारा उत्पादन शुरू किए जाने के समय अस्सी के दशक के अंतिम वर्षों में प्राकृतिक गैस के उत्पादन एवं उपयोग में काफी वृद्धि हुई।

गैस का घरेलू उत्पादन में 1981 से 2003 की अवधि के दौरान के उत्पादन से दस गुणा अधिक वृद्धि हुई हमारे देश में गैस का संसाधन सीमित है। राष्ट्रीय तेल कंपनियां नामतः तेल एवं प्राकृतिक गैस लिमिटेड (ओएनजीसी) तथा ऑयल इंडिया लिमिटेड (ओआईएल) ने विगत 4 वर्षों के दौरान 25 महत्वपूर्ण हाईड्रोकार्बनों के खोज किए हैं, जिनमें से 10 तटीय इलाकों में तथा 15 अंतः स्थलीय क्षेत्रों में हैं। निजी/संयुक्त उद्यम कंपनियों ने भी एनईएलपी तथा पूर्व-एनईएलपी दोनों ब्लॉकों में 27 हाईड्रोकार्बन खोज किए हैं। हाल ही में, मैसर्स रिलायंस उद्योग लिमिटेड ने कृष्णा गोदावरी बेसिन में महत्वपूर्ण गैस खोजें की हैं। मैसर्स जीपीपीएल द्वारा भी खोजें की गई हैं। फिलहाल, गैस की कमी है तथा मांग-आपूर्ति की खाई बांग में भारी वृद्धि की तुलना में घरेलू उत्पादन की धीमी गति के कारण बढ़ने की अनुमान है।

गैल (इंडिया) लिमिटेड भारत में उत्पादित लगभग सभी गैसों का वितरण करता है। 4000 कि०मी० से अधिक क्षेत्र में फैले गैस पाइपलाइन के माध्यम से प्रचालन करता है। इसमें सर्वाधिक प्रमुख 33.4 एमएमएसओएमडी को हैबल करी की क्षमता वाला 2300 कि०मी० क्षेत्र में फैला एचबीजे पाइपलाइन है। गैल (इंडिया) लिमिटेड को हाल ही में राष्ट्रीय पाइपलाइन ग्रिड के निर्माण हेतु भारत सरकार द्वारा नामित किया गया है, जिसे वर्ष 2008 के अंत तक पूरा किए जाने की योजना है। इस ग्रिड के अंतर्गत लगभग 9700 कि०मी० की लंबाई को कवर करने वाला राष्ट्रीय पाइपलाइन नेटवर्क आता है।

गैस की उपलब्धता की कमी को पूरा करने के लिए, अन्य देशों से द्रवित प्राकृतिक गैस (एलएनजी) के रूप में प्राकृतिक गैस के आयात हेतु योजनाएं बनाई गई हैं। पड़ोसी देशों नामतः बांग्लादेश, म्यांमार, ईरान एवं तुर्कमेनिस्तान से पाइप लाइनों के माध्यम से प्राकृतिक गैस का आयात करने की भी संभावना है। एलएनजी आधारित सीसीजीटी संयंत्र पुनः गैसीकरण के बाद से तटीय क्षेत्रों के लिए सर्वोत्तम रूप से उपयुक्त हैं। पीकिंग हेतु गैस का परिवहन लंबी दूरियों के लिए किफायती तभी हो सकता है जब परिवहन किए जाने वाले गैस की मात्रा अधिक हो। तथापि भावी विद्युत शक्ति परियोजनाओं हेतु प्राकृतिक गैस/एलएनजी का उपयोग उपलब्धता एवं मूल्य पर निर्भर करेगा।

देश के अनेक कोयला क्षेत्रों में कोयला संस्तर मिथेन (सीबीएम) पाया जाता है। इस कोयला संस्तर मिथेन (सीबीएम) का आरक्षित भंडार 486.55 बिलियन क्यूबिक मीटर होने का अनुमान

लगाया गया है। विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु व्यवहार्य ईंधन विकल्प होने के अतिरिक्त, सीबीएम का दोहन वातावरण में मिथेन के उत्सर्जन को भी कम कर सकता है। तथापि, इसका उपयोग मुख्यतः इसकी आर्थिक व्यवहार्यता पर निर्भर करेगा। ऐसा माना जाता है कि भारतीय कोयला कंपनियों सीबीएम आधारित तापविद्युत शक्ति परियोजनाओं को विकसित करने की पहल कर सकती हैं।

### 5.2.3 प्रौद्योगिकी विकास

भारत की प्रौद्योगिकी प्रवृत्तियों तीन प्रमुख मानदंड अर्थात् दक्षता, पर्यावरण एवं आर्थिक द्वारा नियंत्रित होती हैं। विगत हाल में, ताप विद्युत केंद्रों से ग्रीन हाउस गैस (सीएचजी) उत्सर्जन की ओर काफी ध्यान आकर्षित हो रहा है। दक्षता में किसी प्रकार के सुधार से उपयोग किए जा रहे ईंधन की कम खपत होगी, जिससे रगत आर्थिक एवं पर्यावरणीय फायदे होंगे। अतः टरबाइन एवं वाष्पित्र दक्षता के प्रकार्य रूपांतर दक्षता में सुधार की आवश्यकता है ताकि सीएचजी उत्सर्जनों में कमी आ सके। भाप टरबाइन दक्षता में वृद्धि भाप संबंधी पैरामीटरों में वृद्धि के साथ-साथ यूनिट के आकार में वृद्धि होने से होती रही है। तथापि, दक्षता सुधार संबंधी दृष्टिकोण से सीमित सीमा तक पर्यावरणीय फायदे होंगे तथा बड़े पर्यावरणीय फायदे से आगे विचार करने की आवश्यकता है जो नई स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों को प्रयोग करने से ही संभव हो सकता है।

#### 3.2.3.1 स्वच्छ कोयला आधारित प्रौद्योगिकियां

इस समूह की प्रौद्योगिकियां उन्नत दक्षता या प्रदूषण नियंत्रण कार्रवाइयों हेतु बेहतर अनुकूलता की वजह से रूपांतर प्रक्रिया पर मूलतः ध्यान केंद्रित करती हैं, जिससे पर्यावरणीय अधोगति में कमी आती है। इन प्रौद्योगिकियों में तरलित संस्तर दहन, एकीकृत गैसीकरण चक्र, इत्यादि शामिल हैं।

#### तरलित संस्तर दहन (एफबीसी) प्रौद्योगिकी

तरलित संस्तर दहन (एफबीसी) प्रौद्योगिकी को मुख्य लाभ व्यापक प्रकार के ईंधन के लिए इसकी अनुकूलता है, जिसे सीमाओं के भीतर नाइट्रोजन के ऑक्साइड/सल्फर के ऑक्साइड के उत्सर्जनों को बनाए रखने के साथ-साथ परंपरागत चूर्णित कोयले को जलाने वाली वाष्पित्रों में ईंधन को नहीं जलाया जा सकता है। ये ईंधन उच्च भस्म (ऐश) कोयले, लिग्नाइट, मिल के निरस्त पदार्थ, प्रक्षालित निरस्त पदार्थ तथा खोई, धान की भूसी जैसे अनेक प्रकार के ईंधन। फिलहाल, परिचालित तरलित संस्तर दहन वाष्पित्र 250 मेगावाट की क्षमता तक उपलब्ध है। तथापि, देश में एफबीसी प्रौद्योगिकी गुजरात, राजस्थान एवं तमिलनाडु के लिग्नाइट आधारित विद्युत शक्ति संयंत्रों के लिए प्रयोग की जाती है। गुजरात की गिराल लिग्नाइट परियोजना परिचालित तरलित संस्तर दहन (सीएफबीसी) वाष्पित्र पर आधारित है।

#### एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र

एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र (आईजीसीसी) प्रणाली, जिसमें गैसीय ईंधन में कोयले को परिवर्तित किया जाता है, स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों में से एक है। इसे परिमार्जन के बाद संयुक्त चक्र गैसीय प्रौद्योगिकी संयंत्रों में उपयोग किया जाता है। वाणिज्यिक रूप से उपलब्ध एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र (आईजीसीसी) प्रणालियों में सल्फर के ऑक्साइड को विस्थापित करने, नाइट्रोजन के ऑक्साइड को कम करने तथा विविक्त के विस्थापन की उच्च दक्षताएं तथा अत्यधिक अच्छी पर्यावरणीय क्षमता है। एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र (आईजीसीसी), यदि वाणिज्यिक रूप से प्रमाणित हो, 21वीं शताब्दी में सर्वाधिक आकर्षक विद्युत शक्ति उत्पादन प्रौद्योगिकियों में से एक है। अति उच्च दक्षताओं वाले उन्नत गैस टरबाइनों के विकास के दृष्टिगत, एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र प्रौद्योगिकी पर भी विचार किया जा रहा है। तथापि, उच्च-भस्म (ऐश) घरेलू कोयले की एकीकृत गैसीकरण संयुक्त चक्र प्रौद्योगिकी अभी भी अनुसंधान एवं विकास की अवस्था में है। राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम लिमिटेड औरैया में 100 मेगावाट की प्रायोगिक परियोजना स्थापित किए जाने का प्रस्ताव है। यह सिफारिश की जाती है कि प्रायोगिक परियोजना 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरी की जानी चाहिए।

### 5.2.3.2 अति क्रांतिक प्रौद्योगिकी तथा बड़ा यूनिट आकार

विगत में, ताप विद्युत शक्ति की दक्षता तथा प्रौद्योगिकी का विकास करने के लिए सतत प्रयास किए गए हैं और उच्च भाप पैरामीटरों वाले यूनिटों का उत्तरोत्तर रूप से प्रयोग किया गया है।

**सिपत, विजयवाड़ा, उत्तरी कर्णपुरा एवं बाढ़ में अति क्रांतिक पैरामीटरों का 660 मेगावाट यूनिट आकार। केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण 800-1000 मेगावाट यूनिट आकार की सिफारिश करता है।**

भाप पैरामीटरों अर्थात् ताप एवं दाब में वृद्धि ताप विद्युत शक्ति उत्पादन की दक्षता बढ़ाने की प्रभावी कार्यवाहियों में से एक है। एकदा अति-क्रांतिक यूनिटों की दक्षता में सुधार लागू किए गए भाप पैरामीटरों पर निर्भर करते हुए उप क्रांतिक वाष्पित्रों की तुलना में 1.7% से 5.1% तक परिवर्तित होता है। अति क्रांतिक यूनिटों में भी प्रारंभ करने में कम समय लगता है तथा भार परिवर्तित होता है। अतः ये यूनिट आंशिक भार प्रचालन पर बेहतर दक्षता तथा प्रचालन आरंभ करने/बंद करने हेतु अधिक उपयुक्त होगा। 660 मेगावाट यूनिट के आकार वाले कुछ केंद्र विद्युतों नामतः सिपत, विजयवाड़ा, उत्तरी कर्णपुर तथा बाढ़ के बारे में अति क्रांतिक पैरामीटरों के साथ पहले से ही विचार किया गया है।

बड़े-आकार की अधिक दक्षता वाले कोयला-ज्वालित यूनिटों का उपयोग अपेक्षित क्षमता संवर्द्धन हेतु सर्वाधिक व्यवहार्य कार्यपरक नीति है। अतः 'कोयला ज्वालित ताप विद्युत शक्ति केंद्रों की अगली बड़ी यूनिट आकार की सिफारिश करने वाली समिति' का गठन बीएचईएल, एनटीपीसी, आयोजना आयोग तथा जनोपयोगी सेवाएं प्रदान करने वाली अन्य प्रमुख राज्य एवं निजी क्षेत्र की संस्थाओं के प्रतिनिधियों किया गया। 660 मेगावाट यूनिटों की तुलना में आंशिक रूप से बेहतर दक्षता तथा 800-1000 मेगावाट यूनिटों की निम्न संस्थापन लागत के दृष्टिगत, समिति ने इन 800-1000 मेगावाट वाले बड़े आकार के यूनिट की स्थापना की सिफारिश की है। स्थल विशिष्ट तकनीकी-आर्थिक दृष्टियों पर निर्भर करते हुए  $568^{\circ}$  सेल्सियस से  $593^{\circ}$  सेल्सियस के उच्च भाप ताप तथा 246-250 कि०ग्रा०/सेमी<sup>2</sup> के भाप पैरामीटरों की सिफारिश बड़े आकार वाले यूनिटों से अधिकतम दक्षता फायदे प्राप्त करने के लिए की गई है। तथापि, अति क्रांतिक यूनिटों की उच्च दक्षता फायदे को वस्तुतः प्राप्त करने के उद्देश्य से यह आवश्यक है कि जनोपयोगी सेवाओं

का प्रदान करने वाली संस्थाओं की प्रचालन पद्धतियों एवं दक्षताओं में काफी सुधार किया जाए ताकि इन यूनिटों के डिजाइन कार्य निष्पादन को प्राप्त करने की सक्षमता हो जाए। प्रतिस्पर्धात्मक बोली पर आधारित प्रशुल्क पर देश में विकसित किए जा रहे सभी अति विशाल परियोजनाओं में, अति क्रांतिक प्रौद्योगिकी का उपयोग करना अनिवार्य है। राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम द्वारा प्राप्त अनुभव के आधार पर 12वीं पंचवर्षीय योजना, में अन्य उत्पादक कंपनियों को अति क्रांतिक प्रौद्योगिकियों को भी अपनाना चाहिए ताकि ग्रीन हाउस गैस उत्सर्जन कम हो सके।

#### 5.2.3.3 एकीकृत सौर संयुक्त चक्र (आईएससीसी)

हमारे देश में सौर ऊर्जा की व्यापक क्षमता है, जिसका उपयोग विद्युत शक्ति उत्पादन हेतु किया जा सकता है। एक वर्ष में 10 महीनों से अधिक की अवधि में सीधे सौर सूर्याताप राजस्थान एवं गुजरात के व्यापक क्षेत्रों में फैले हुए थार मरुस्थल में उपलब्ध होता है। यदि इसका 1% भी उपयोग में लाया जाता है, इससे लगभग 6000 मेगावाट विद्युत शक्ति का उत्पादन किया जा सकता है। मथानिया, राजस्थान में 140 मेगावाट की आईएससीसी परियोजना स्थापित करने का प्रस्ताव भारत में अपनी तरह का पहला प्रस्ताव है। संबद्ध ईंधन का उपयोग होते ही, परियोजना आरंभ हो सकती है। तथापि, विद्युत शक्ति उत्पादन की उच्च लागत की वजह से, विद्युत ऊर्जा के वाणिज्यिक उत्पादन हेतु सौर ऊर्जा का उपयोग सीमित है। देश में उपलब्ध विशाल क्षमता के आर्थिक दोहन हेतु कम लागत वाली प्रौद्योगिकियों को विकसित किया जाना होता है।

#### 5.2.3.4 ईंधन प्रकोष्ठ प्रौद्योगिकी

ईंधन प्रकोष्ठ वैद्युत रासायनिक युक्तियां हैं जो विद्युत रासायनिक प्रतिक्रियाओं के माध्यम से ईंधन से सीधे ऊर्जा को विद्युत में परिवर्तित करता है। ये प्रकोष्ठ सामान्यतः हाइड्रोजन का प्रयोग सीधे ईंधन के रूप में या प्राकृतिक गैस से व्युत्पत्ति रूप या अन्य हाइड्रोकार्बनों के रूप में होता है। ईंधन प्रकोष्ठों की लगभग 4-5 प्रमुख प्रौद्योगिकियां विश्वव्यापी विकास के विभिन्न चरणों में हैं। ईंधन प्रकोष्ठ विकास कार्यक्रम भारत में गैर परंपरागत ऊर्जा स्रोत मंत्रालय के तत्वाधान में क्रियान्वयनाधीन है तथा बीएचईएल, एसपीआईएस, भारतीय विज्ञान संस्थान, बंगलोर, केंद्रीय कांस और मृत्तिका अनुसंधान संस्थान, कलकत्ता ने स्वदेशी ईंधन प्रकोष्ठों की विभिन्न प्रौद्योगिकियों के विकास हेतु अनुसंधान परियोजनाएं आरंभ की हैं। मैसर्स बीएचईएल फॉस्फोरिक एसिड ईंधन (पीएफसी) प्रौद्योगिकी के माध्यम से 25 किलोवाट के ईंधन प्रकोष्ठ प्रकोष्ठ स्टैक को विकसित करने की प्रक्रिया में हैं। भारतीय स्थितियों के अंतर्गत आयातित 200 किलोवाट ईंधन प्रकोष्ठ स्टैक के कार्यनिष्पादन का अध्ययन भी बीएचईएल में जारी है। मैसर्स एसपीआईसी 5 किलोवाट वाले ठोस पोलिमर ईंधन प्रकोष्ठ स्टैकों को विकसित करने की प्रक्रिया में है। मैसर्स विद्युत रासायनिक संस्थान द्रवित कार्बोनेट ईंधन प्रकोष्ठ (एमसीएफसी) प्रौद्योगिकी के विकास में संलग्न है। प्रत्यक्ष मिथेनॉल ईंधन प्रकोष्ठ के विकास की परियोजना संयुक्त राष्ट्र विकास परियोजना अनुसंधान कार्यक्रम के अंतर्गत भारतीय विज्ञान संस्थान, बंगलोर में प्रचालनरत है। ईंधन प्रकोष्ठ अनुप्रयोगों के अंतर्गत अस्पतालों, हवाई अड्डों, अनुसंधान संस्थाओं इत्यादि में विद्युत शक्ति के उत्पादन का वितरण शामिल है। विद्युत शक्ति उत्पादन के अतिरिक्त, ईंधन प्रकोष्ठ के परिवर्तकों के अनुप्रयोग विद्युत चालित गाड़ियों में परिवहन हेतु भी किए जाते हैं।

### 5.3 नाभिकीय शक्ति उत्पादन

नाभिकीय शक्ति विद्युत शक्ति उत्पादन का स्वच्छ, पर्यावरण अनुकूल, तकनीकी रूप से प्रमाणित एवं आर्थिक रूप से व्यवहार्य स्रोत है। नाभिकीय शक्ति की भूमिका आधार भार मांग की पूर्ति करने एवं कोयला क्षेत्र से दूर अवस्थित कोयले के प्रचुर आरक्षित भंडारों वाले प्रदेशों से लेकर कोयले के कम आरक्षित भंडारों वाले प्रदेशों में कोयले के परिवहन को न्यूनतम करने के लिए जीवाश्म ताप विद्युत शक्ति उत्पादन के पूरक के रूप में महत्वपूर्ण होती है। जीवाश्म ईंधनों के संसाधन सीमित होने की वजह से सतत विकास को सुनिश्चित करते हुए, नाभिकीय शक्ति की विद्युत उत्पादन तथा उर्जा सुरक्षा प्रदान करने की महत्वपूर्ण भूमिका में वृद्धि हो रही है।

नाभिकीय ईंधन ऊर्जा का संकेंद्रित स्रोत है। अतः कोयला आधारित केंद्रों के संदर्भ में उत्पादित अपशिष्ट की मात्रा काफी कम है। नाभिकीय शक्ति केंद्रों से अपशिष्टों के प्रबंधन हेतु विनियामक अपेक्षाओं के अनुरूप प्रमाणित प्रौद्योगिकी है।

#### 5.3.1 नाभिकीय शक्ति प्रौद्योगिकी

##### 5.3.1.1 त्रिचरण नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम

भारत के पास यूरेनियम के संसाधन सीमित हैं, किंतु थोरियम के व्यापक संसाधन हैं। भारत में नाभिकीय ऊर्जा की संभावित क्षमता निम्नवत है :

यूरेनियम (78000 टन धातु)      दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर - 330 गीगावाट विद्युत वर्ष  
फास्ट ब्रीडर रिएक्टर - 42,200 गीगावाट विद्युत - वर्ष

थोरियम (518000 टन धातु)      ब्रीडर - 1,50,000 गीगावाट विद्युत- वर्ष \*

\* यह वर्तमान खपत स्तरों के दृष्टिगत कई सौ वर्षों की भारत की कुल विद्युत अपेक्षाओं के समतुल्य है।

इस व्यापक विद्युत शक्ति क्षमता का विवेकपूर्ण उपयोग करने के प्रयोजनार्थ देश में नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम के आरंभ से ही दीर्घावधिक त्रिचरण कार्यक्रम की परिकल्पना की गई है।

स्वदेशी नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम के तीन चरण निम्नलिखित हैं :

- प्रथम चरण में, प्राकृतिक यूरेनियम का उपयोग करने वाले दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर (पीएचडब्ल्यूआरएस)।
- द्वितीय चरण में, प्लूटोनियम आधारित ईंधन का उपयोग करने वाले फास्ट ब्रीडर रिएक्टर (एफबीआर)।
- तृतीय चरण में, थोरियम के उपयोग हेतु उन्नत नाभिकीय शक्ति प्रणालियां।

### 5.3.1.2 दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर (पीएचडब्ल्यूआर)

दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर तकनीकी रूप से प्रमाणित हैं तथा देश में इस डिजाइन के 13 दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर पहले ही प्रचालनरत हैं। 220 मेगावाट विद्युत दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर वाले कैगा यूनिट 3 एवं 4 तथा राजस्थान नाभिकीय शक्ति संयंत्र (आरएपीपी) यूनिट 5 एवं 6 मार्च, 2007 से अप्रैल, 2008 की अवधि के दौरान चालू होने हेतु विनिर्धारित हैं। स्वदेश में डिजाइन किए गए एवं निर्मित 540 मेगावाट विद्युत वाले प्रत्येक दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टरों वाले तारापुर परमाणु शक्ति संयंत्र (टीएपीपी) यूनिट 4 एवं 5 को पहले ही चालू कर दिया गया है।

### 5.3.1.3 प्रोटोटाइप फास्ट ब्रीडर रिएक्टर (पीएफबीआर)

40 मेगावाट वाला एक तापीय फास्ट ब्रीडर टेस्ट रिएक्टर (एफबीटीआर) 1985 से प्रचालनरत रहा है तथा इस प्रौद्योगिकी पर महत्वपूर्ण जानकारी प्रदान की है। 500 मेगावाट विद्युत वाला निर्माणाधीन प्रोटोटाइप फास्ट ब्रीडर रिएक्टर फास्ट ब्रीडर रिएक्टर प्रौद्योगिकी की तकनीकी-आर्थिक प्रदर्शक है तथा नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम के द्वितीय चरण की शुरुआत को रेखांकित करता है। फास्ट ब्रीडर रिएक्टर नाभिकीय भाप आपूर्ति प्रणाली तथा अन्य प्रणालियों की डिजाइन इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र (आईजीसीएआर) में तैयार किए जाते हैं तथा इंदिरा गांधी परमाणु अनुसंधान केंद्र (आईजीसीएआर) तथा अन्य राष्ट्रीय प्रयोगशालाओं दोनों की व्यापक अनुसंधान एवं विकास गतिविधियों द्वारा इसमें सहायता की जाती है।

### 5.3.1.4 उन्नत भारी जल रिएक्टर (एएचडब्ल्यूआर)

विद्युत उत्पादन हेतु थोरियम के उपयोग पर भारतीय नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम के तृतीय चरण के भाग के रूप में दीर्घकालिक अवधि में विचार किया जाता है। विद्युत उत्पादन हेतु थोरियम के उपयोग को प्रदर्शित करने वाले 300 मेगावाट विद्युत के उन्नत भारी जल रिएक्टर (एएचडब्ल्यूआर) हेतु किसी प्रौद्योगिकी प्रदर्शन परियोजना का निर्माण भाभा परमाणु अनुसंधान केंद्र (बीएआरसी) द्वारा 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आरंभ किए जाने का प्रस्ताव है।

### 5.3.1.5 नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों का यूनिट आकार

नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों का यूनिट आकार देश में विद्युत ग्रिडों के आकार के संबंध में भी विकसित हो गया है। प्रारंभिक चरणों में, विद्युत ग्रिडों की क्षमता के संगत लगभग 200-220 मेगावाट विद्युत की श्रेणी के यूनिट आकार को उपयोग में लाया गया। देश में विद्युत ग्रिडों के विकास के साथ-साथ 540 मेगावाट विद्युत यूनिटों के यूनिट आकार का भी प्रयोग किया गया है। 1000 मेगावाट विद्युत हल्का जल रिएक्टरों के यूनिट आकारों के नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों के उपयोग में लाए गए हैं। इस प्रकार के यूनिटों का कुडानकुलम में निर्माण किया जा रहा है।



### 5.3.1.6 आयातित ईंधन पर हल्का जल रिएक्टर (एलडब्ल्यूआर)

कुडानकुलम (केकेएनपीपी यूनिट 1 एवं 2) में निर्माणाधीन दाबानुकूलित जल रिएक्टरों से बने 1000 मेगावाट विद्युत हल्का जल रिएक्टर विश्व की नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों के प्रमुख घटक हैं। इन यूनिटों में कई उन्नत संरक्षा विशिष्टताएं हैं तथा इन्हें उन्नत हल्का जल रिएक्टरों के रूप में वर्गीकृत किया जाता है। इन्हें क्षमता में वृद्धि तीव्र गति से करने तथा व्यापक प्रौद्योगिकी विकल्पों तथा बाह्य निधियों की अभिगम्यता हेतु प्रयोग में लाया गया है। ऐसी प्रत्याशा है कि भारत में ईंधन एवं प्रौद्योगिकी का निर्यात आरंभ होते ही, आयातित ईंधन पर आधारित हल्के जल रिएक्टर का विनिर्माण देश में किया जाएगा।

### 5.3.1.7 नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों का भावी यूनिट आकार

शीतलम जलमार्ग में सीमित क्वथन की अनुमति देते हुए 540 मेगावाट विद्युत से बढ़ाकर 700 मेगावाट विद्युत वाले दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर यूनिटों के डिजाइन संबंधी कार्य चल रहा है। डिजाइन, विनिर्माण एवं संरचना तथा प्रचालन अनुभवों से प्राप्त फीडबैक का इस क्रम विकास में काफी योगदान रहा है। दसवीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान निर्माण कार्य आरंभ करने हेतु 700 मेगावाट विद्युत वाले दो दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टरों को लेने पर विचार किया गया है। 1000 मेगावाट विद्युत के अतिरिक्त हल्का जल रिएक्टरों तथा बड़े आकार के रिएक्टरों को विदेशी सहयोग के साथ स्थापित किया जाना तत्संबंधी वैश्विक राजनीतिक गतिविधियों पर निर्भर करेगा।

### 5.3.2. नाभिकीय शक्ति विकास कार्यक्रम

5.3.2.1 नाभिकीय शक्ति उत्पादन के क्षेत्र में आत्म-निर्भरता प्राप्त करने के लक्ष्य से, यूरेनियम अयस्क का पूर्वक्षण, खनन, पेषण एवं प्रक्रमण तथा इसके बाद कार्यक्रम के लिए अपेक्षित नियंत्रण प्रणालियों, भारी जल, जर्कोनियम मिश्रधातु, ईंधन के निर्माण की व्यवस्था परमाणु ऊर्जा विभाग द्वारा स्वदेशी अनुसंधान एवं विकास के आधार पर किया गया। भारतीय उद्योग की विनिर्माणकारी सामर्थ्यताओं को विकसित करने के लिए भी प्रयास किए गए ताकि उच्च शुद्धता एवं गुणवत्ता मानकों वाले नाभिकीय उपस्कर/घटकों का विनिर्माण किया जा सके। देश में अब स्वदेशी सामर्थ्यता भी स्थापित कर दी गई है। कार्यक्रम हेतु जनशक्ति को प्रशिक्षित करने के लिए, अनुसंधान एवं विकास सुविधाओं एवं अन्य सुविधाओं के साथ-साथ व्यापक प्रशिक्षण कार्यक्रम एवं सुविधाओं की व्यवस्था की गई।

5.3.2.2 यूरेनियम के पूर्वक्षण एवं खनन, ईंधन संकुलों के निर्माण एवं भारी जल के उत्पादन से लेकर ईंधन पुनर्प्रक्रमण एवं प्लूटोनियम पुनर्चक्रण तक की गतिविधियों में, भारत आज विश्व के कुछ देशों में से एक तथा विकासशील देशों में अकेला एक ऐसा देश है जिसने नाभिकीय शक्ति उत्पादन के सभी पहलुओं में आत्मनिर्भरता प्राप्त की है। दसवीं पंचवर्षीय योजना के आरंभ में देश की कुल नाभिकीय शक्ति क्षमता, 14 यूनिटों को मिलाते हुए, 2720 मेगावाट विद्युत की थी।

10वीं पंचवर्षीय योजना के आरंभ में नाभिकीय विद्युत संयंत्रों के ब्यौरे नीचे सारणी 5.4 में दिए गए हैं :-

सारणी 5.4

10वीं पंचवर्षीय योजना के आरंभ में प्रचालनरत नाभिकीय विद्युत संयंत्र			
यूनिट अवस्थिति	रिएक्टर के प्रकार	मौजूदा क्षमता (मेगावाट विद्युत)	वाणिज्यिक प्रचालन आरंभ करने की तिथि
टीएपीएस-1 तारापुरा महाराष्ट्र	बीडब्ल्यूआर	160	28-अक्टूबर-1969
टीएपीएस-2 तारापुरा महाराष्ट्र	बीडब्ल्यूआर	160	28-अक्टूबर-1969
आरएपीएस - 1 रावट भाटा राजस्थान	पीएचडब्ल्यूआर	100	16-दिसंबर-1973
आरएपीएस - 2 रावट भाटा राजस्थान	पीएचडब्ल्यूआर	200	01-अप्रैल-1981
एमएपीएस - 1 कलपक्कम, तमिलनाडु	पीएचडब्ल्यूआर	170	27-जनवरी-1984
एमएपीएस - 2 कलपक्कम, तमिलनाडु	पीएचडब्ल्यूआर	170	21-मार्च-1986
एनएपीएस - 1 नरोरा, उ०प्र०	पीएचडब्ल्यूआर	220	01-जनवरी-1991
एनएपीएस - 2 नरोरा, उ०प्र०	पीएचडब्ल्यूआर	220	01-जुलाई-1992
केएपीएस-1 काकरापार, गुजरात	पीएचडब्ल्यूआर	220	06-मई-1993
केएपीएस-2 काकरापार, गुजरात	पीएचडब्ल्यूआर	220	01-सितंबर-1995
केएपीएस-2 कैगा, कर्नाटक	पीएचडब्ल्यूआर	220	16-मार्च-2000
आरएपीएस-3 रावटभाटा, राजस्थान	पीएचडब्ल्यूआर	220	01-जून-2000
कैगा - 1 कैगा, कर्नाटक	पीएचडब्ल्यूआर	220	16 नवंबर 2000
आरएपीएस-4 रावटभाटा राजस्थान	पीएचडब्ल्यूआर	220	23 दिसंबर 2000
कुल		2720	

बीडब्ल्यूआर : क्वथन जल रिएक्टर, पीएचडब्ल्यूआर : दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टर

### 5.3.3 दसवीं एवं ग्यारहवीं योजना कार्यक्रम

10वीं पंचवर्षीय योजना के आरंभ में 4460 मेगावाट विद्युत की कुल क्षमता वाले नौ नाभिकीय शक्ति रिएक्टरों का निर्माण किया जा रहा था। 10 वीं पंचवर्षीय योजना हेतु क्षमता संवर्धन का लक्ष्य 1300 मेगावाट विद्युत निर्धारित किया गया। इस लक्ष्य में से टीएपीपी3 एवं 4 (2 x 540

**संस्थापित नाभिकीय क्षमता को 2012 के अंत तक 7280 मेगावाट एवं 2020 के अंत तक 20,000 मेगावाट तक बढ़ाने का कार्यक्रम है।**

मेगावाट विद्युत) का कार्य पहले ही आरंभ कर दिया गया है। इसके अतिरिक्त, प्रत्येक एमएपीएस यूनिट 1 एवं 2, प्रत्येक को 170 मेगावाट विद्युत से बढ़ाकर 220 मेगावाट विद्युत पहले ही कर दिया गया है।

इसके अतिरिक्त, 11 वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता में 3,380 मेगावाट विद्युत की बढ़ोतरी करने का कार्यक्रम है। 11वीं पंचवर्षीय योजना के प्रथम दो वर्षों के दौरान 2880 मेगावाट विद्युत की क्षमता वृद्धि (6 यूनिट अर्थात् कैगा - 3 और 4, केकेएनपीपी-1 एवं 2 तथा आरएपीपी- 5 एवं 6) करने की योजना है। वर्ष 2011-12 के दौरान 500 मेगावाट विद्युत प्रोटोटाइप फास्ट ब्रीडर रिएक्टर (पीएफबीआर) का एक यूनिट बढ़ाया जाना निर्धारित है।

चूंकि नाभिकीय शक्ति परियोजनाओं में बहुत अधिक पूंजी की लागत होती है, नाभिकीय शक्ति की आर्थिक स्थितियों पर परियोजनाओं के पूरे होने की अवधि पर काफी प्रभाव पड़ता है।

तदनुसार, परियोजनाओं के पूरे होने की अवधि को कम करने के लिए काफी प्रयास किए गए हैं। इन परियोजनाओं में नई निर्माण एवं परियोजना निष्पादन कार्यनीतियां भी अपनाई गई हैं।

#### 5.3.4 विजन 2020 : नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम

निर्माणाधीन परियोजनाओं के अतिरिक्त, दसवीं पंचवर्षीय योजना अवधि में 7 नाभिकीय शक्ति यूनिट 1 एवं 2 (2x 700 मेगावाट विद्युत) पीएचडब्ल्यूआर एवं एलडब्ल्यूआर यूनिट 3 एवं 4 (2x1000 मेगावाट विद्युत) की परिकल्पना की गई है। 7 नाभिकीय शक्ति-यूनिट 3 एवं 4 (2x 700 मेगावाट विद्युत) तथा एलडब्ल्यूआर-यूनिट 5 एवं 6 (2x 1000 मेगावाट विद्युत) की परियोजना के पहले की गतिविधियां को भी 10वीं योजना में आरंभ करने की भी योजना बनाई गई है।

देश की नाभिकीय शक्ति उत्पादन क्षमता 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक बढ़कर लगभग 7280 मेगावाट विद्युत होने की संभावना है। अधिक यूनिटों की भी योजना बनाई गई है ताकि वर्ष 2020 के अंत तक कुल नाभिकीय शक्ति उत्पादन क्षमता 20000 मेगावाट विद्युत तक हो जाए। प्रचालन, निर्माणाधीन यूनिटों एवं उनकी क्षमता संवर्द्धन की भावी योजना का विवरण नीचे दी गई सारणी 5.5 में दिया गया है :

सारणी - 5.5

(आंकड़े मेगावाट विद्युत में)

वर्ष 2020 तक का नाभिकीय शक्ति कार्यक्रम			
क्र. सं.	विवरण	क्षमता संवर्द्धन	संचयी क्षमता
1.	प्रचालनरत नाभिकीय शक्ति रिएक्टर (मेगावाट विद्युत)		3900
2.	निर्माणाधीन परियोजनाएं 11वीं पंचवर्षीय योजना के पहले 2 वर्षों में पूरी होने वाली		
	कैगा-3 220 मेगावाट कैगा - 4 220 मेगावाट विद्युत केकेएनपीपी-1 एवं 2 2x 1000 मेगावाट विद्युत आरएपीपी-5 एवं 6 2x 220 मेगावाट विद्युत	2880	6780 (दिसंबर/2008 तक)
	2011-12 में पूरी होने वाली कलपक्कम, तमिलनाडु में पीएफबीआर -500 मेगावाट विद्युत	500	7280 (2011-12 तक )
3.	2020 के अंत पूरी होने वाली भावी यूनिटें  1000 मेगावाट विद्युत हल्के जल रिएक्टरों 700 मेगावाट विद्युत दवानुकूलित भारी जल रिएक्टरों 500 मेगावाट विद्युत फास्ट ब्रीडर रिएक्टरों का मिश्रण	लगभग - 12,700	लगभग 20,000 (2020 तक)

### 5.3.5 मरम्मत एवं अनुरक्षण एवं संयंत्र अवधि विस्तार

नाभिकीय विद्युत शक्ति संयंत्रों की प्रचालन अवधि के दौरान इसमें नित्य कई संरक्षा समीक्षाएं होती रहती हैं जिनके आधार पर आवश्यक सुधार/संरक्षा अद्यतन किए जाते हैं। पुराने दाबानुकूलित भारी जल रिएक्टरों (1993 में नाभिकीय प्रचालन आरंभ करने वाले यूनिट) के शीतलक जलमार्गों को बदलने की आवश्यकता है। पूर्ण प्रचालन शक्ति की लगभग 10 वर्ष की अवधि के पश्चात्, इन शीतलक जलमार्गों को प्रचालन बंद रहने की लंबी अवधि के दौरान बदला जाता है। इस प्रचालन बंदी का संरक्षा अद्यतनों तथा संयंत्र प्रचालन अवधि विस्तार, जैसा अपेक्षित हो, हेतु किया जाता है।

इन मरम्मत एवं अनुरक्षण कार्यक्रमों को राजस्थान परमाणु शक्ति केन्द्र यूनिट-2 तथा बद्रास परमाणु शक्ति केन्द्र यूनिट-1 एवं 2 के लिए पूरा किया गया है।

उपरोक्त आर एंड एम कार्यक्रमों को एनएपीएस-1 के लिए आरंभ कर दिया गया है तथा वर्ष 2006-07 के दौरान पूरा होने की संभावना है। 11 वीं पंचवर्षीय योजना में एनएपीएस-2 एवं एनएपीएस-1 के लिए समान कार्य किया गया है। इन परियोजनाओं के संदर्भ में वित्तीय परिचय के बारे में निम्नतः है :-

(आंकड़े करोड़ ₹ में)

परियोजना का नाम	परियोजना पूर्ण होने की अनुमानित लागत	दसवीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक प्रत्याशित व्यय	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	11वीं योजना का कुल
एनएपीएस-1	247	171	105					105
एनएपीएस-2	135	5	66	54				119

नाभिकीय विद्युत शक्ति संयंत्रों के प्रबंधन ने मौजूदा तंत्र की संतुलित क्षमता की पुष्टि की है तथा निर्धारित प्रचालन अवधि से अधिक वर्षों तक पुराने रिएक्टरों के प्रचालन जारी रखने हेतु उनकी अनुपलब्धता को प्रमाणित किया है।

परिशिष्ट- 5.1

25 का पृष्ठ ।

विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलनअध्ययन 1978-87 में तथा अभिज्ञात)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल-विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तिता
सिंधु का बेसिन							
1	रौंगटोंग	हिमाचल प्रदेश	स्पीति	आर	0.5	2	आई/ओ-2एमडब्ल्यू
2	समान	हिमाचल प्रदेश	स्पीति	आर	12	12	
3	क्युरिक	हिमाचल प्रदेश	स्पीति	आर	20	41	
4	थिब्डा	हिमाचल प्रदेश	स्पीति	आर	27	55	
5	खाब-I	हिमाचल प्रदेश	सतलज	एस	1092	1640	पीएफआर-450 एमडब्ल्यू
6	रोपा	हिमाचल प्रदेश	रोपा	एस	22	31	
7	ग्यामथिंग	हिमाचल प्रदेश	ग्यामथिंग	आर	7	23	
8	खाब-II	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	282	425	पीएफआर-186 मेगावाट
9	टिडांग-II	हिमाचल प्रदेश	टिडांग	आर	52	90	पीएफआर-70 मेगावाट
10	टिडांग-I	हिमाचल प्रदेश	टिडांग	एस	60	90	पीएफआर-60 मेगावाट
11	टैटी-II	हिमाचल प्रदेश	टैटी	आर	15	22	
12	टैटी-I	हिमाचल प्रदेश	टैटी	एस	34	50	
13	जंगी तूफान	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	273	410	पीएफआर-480 मेगावाट
14	तूफान पॉवरी	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	433	650	पीएफआर-480 मेगावाट
15	बास्पा-I	हिमाचल प्रदेश	बास्पा	एस	222	335	
16	बास्पा-II	हिमाचल प्रदेश	बास्पा	आर	253	370	आई/ओ-300 मेगावाट
17	शांगटोंग करचम	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	520	780	
18	करचम वांगटू	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	622	935	आई/सी-1000 मेगावाट
19	होम्टे	हिमाचल प्रदेश	भाबा	आर	17	60	
20	भाबा (संजय)	हिमाचल प्रदेश	भाबा	आर	55	195	आई/ओ-120 मेगावाट
21	नाथपा झाकरी	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	1327	1990	आई/ओ-1500 मेगावाट
22	नोगली-I	हिमाचल प्रदेश	नोगली	आर	0.7	2	आई/ओ
23	नोगली-II	हिमाचल प्रदेश	नोगली	आर	1.3	4	आई/ओ
24	रामपुर नंजाह	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	278	420	डीपीआर तैयार 412 मेगावाट
25	लुहरी	हिमाचल प्रदेश	सतलज	आर	282	425	पीएफआर-465 मेगावाट
26	छाबा (नौटी)	हिमाचल प्रदेश	नौटी	आर	0.5	3	आई/ओ
27	सुनी चाबा बांध	हिमाचल प्रदेश	सतलज	एस	147	225	
28	कोल बांध	हिमाचल प्रदेश	सतलज	एस	505	760	आई/सी-800 मेगावाट
29	भाखरा नांगल	हिमाचल प्रदेश	सतलज	एस	928	1395	आई/ओ1749.5 मेगावाट
30	घोसाल	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	7	21	
31	मनाली	हिमाचल प्रदेश	मनालसु	आर	17.5	37	
32	एलेन नल्गाह	हिमाचल प्रदेश	एलेन	आर	23	46	आई/सी 192 मेगावाट

परिशिष्ट- 5.1

25 का पृष्ठ 2

विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा अभिज्ञात)

क्र.सं. क्र.0	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल-विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तियां
33	डुहान	हिमाचल प्रदेश	डुहान	आर	13	29	
34	गोभरनी	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	18	49	
35	पुकनोज	हिमाचल प्रदेश	पुकनोज	आर	1	1	
36	गड़ोपा	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	29	85	पीएफआर-114 मेगावाट
37	फोजल	हिमाचल प्रदेश	फोजल	आर	5	13	
38	कूलू	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	34	90	
39	शरवरी	हिमाचल प्रदेश	शरवरी	आर	12	16	
40	मलाना	हिमाचल प्रदेश	मलाना	आर	20	60	आई/ओ-86 मेगावाट
41	पार्वती-II	हिमाचल प्रदेश	पार्वती	एस	263	400	आई/सी-800 मेगावाट
42	सैज-I	हिमाचल प्रदेश	सैज	आर	30	55	
43	सैज करताल-II	हिमाचल प्रदेश	सैज	आर	25	45	
44	जीवा/सैज-III	हिमाचल प्रदेश	जीवा/सैज	आर	12	21	
45	नकथान पार्वती-I	हिमाचल प्रदेश	पार्वती	आर	280	420	
46	सैज-IV	हिमाचल प्रदेश	सैज	आर	15	27	
47	त्रिथान-I	हिमाचल प्रदेश	त्रिथान	आर	18	32	
48	त्रिथान-II	हिमाचल प्रदेश	त्रिथान	आर	15	25	
49	त्रिथान-III	हिमाचल प्रदेश	त्रिथान	आर	17.5	26	
50	सैज (पार्वती-III)	हिमाचल प्रदेश	सैज	आर	110	215	सीईए सीआई-520 मेगावाट
51	तारजी	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	78	190	आई/सी-126 मेगावाट
52	पंडोह डायवर्जन	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	आर	244	555	आई/ओ-990 मेगावाट
53	उहल	हिमाचल प्रदेश	उहल	आर	25	70	आई/सी-100 मेगावाट
54	उहल जॉयंट नगर में	हिमाचल प्रदेश	उहल	आर	32	90	आई/ओ-110 मेगावाट (शानन)
55	बरसी	हिमाचल प्रदेश	राना खाड़	आर	27	75	आईओ-60 मेगावाट
56	राना खाड़	हिमाचल प्रदेश	राना खाड़	आर	15	29	
57	बिनवा	हिमाचल प्रदेश	बिनवा खाड़	आर	5	7	आई/ओ-6 मेगावाट
58	नेवगल	हिमाचल प्रदेश	नेवगल	आर	5	7	
59	बनेर	हिमाचल प्रदेश	बनेर खाड़	आर	3	5	आई/ओ-12 मेगावाट
60	गज	हिमाचल प्रदेश	गज खाड़	आर	22.5	34	आई/ओ-10.5 मेगावाट
61	पोंग बांध	हिमाचल प्रदेश	ब्यास	एस	260	390	आई/ओ-396 मेगावाट
62	चुलान	हिमाचल प्रदेश	रावी	आर	28	55	
63	होली	हिमाचल प्रदेश	होली	आर	7	13	पीएफआर-180 मेगावाट
64	मछेत्री	हिमाचल प्रदेश	रावी	आर	35	60	
65	कुअरसी	हिमाचल प्रदेश	कुअरसी	आर	3	4	
66	बुधिल	हिमाचल प्रदेश	बुधिल	आर	17	38	वापस 70 मेगावाट
67	टुंडाह	हिमाचल प्रदेश	टुंडाह	आर	13	34	
68	हिंवा	हिमाचल प्रदेश	रावी	एस	312	470	सीईए सीआई-231 मेगावाट
69	गवार	हिमाचल प्रदेश	रावी	आर	262	395	
70	बेश सिउल	हिमाचल प्रदेश	सिउल	आर	65	225	आई/ओ-198 मेगावाट

परिशिष्ट- 5.1

25 का पृष्ठ 3

विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा अभिज्ञात)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल-विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तिता
71	चमेश (शेरपुर)	हिमाचल प्रदेश	रावी	एस	267	405	आई/ओ-540+300 मेगावाट
72	सीवा	हिमाचल प्रदेश	सीवा	आर	33	70	आई/सी-120 मेगावाट
73	बरोली	हिमाचल प्रदेश	सिउल	एस	30	40	
74	छोटा दारा	हिमाचल प्रदेश	चंद्रा	आर	10	50	पीएफआर-108 मेगावाट
75	छत्रु	हिमाचल प्रदेश	चंद्रा	आर	28	140	पीएफआर-90 मेगावाट
76	खोकरसर	हिमाचल प्रदेश	चंद्रा	आर	17	80	
77	रेलिंग	हिमाचल प्रदेश	चंद्रा	आर	102	155	पीएफआर-144 मेगावाट
78	गौधाला	हिमाचल प्रदेश	चंद्रा	आर	58	90	
79	ग्यास्पा	हिमाचल प्रदेश	भागा	एस	263	395	
80	झालमा	हिमाचल प्रदेश	चेनाब	आर	182	275	पीएफआर-114 मेगावाट
81	बारडांग	हिमाचल प्रदेश	चेनाब	आर	95	145	
82	उदयपुर	हिमाचल प्रदेश	भियार नल्लाह	आर	7.5	36	
83	सेली	हिमाचल प्रदेश	चेनाब	आर	98	150	
84	राओली	हिमाचल प्रदेश	चेनाब	आर	465	715	
85	साच खास	हिमाचल प्रदेश	सरघु	आर ओ आर	13	70	
86	गोविंदवाल साहिब	पंजाब	ब्यास	आर	72		
87	मुकेशियन नहर	पंजाब	ब्यास	आर	228	207	आई/ओ-207 मेगावाट
88	आनंदपुर साहिब चरण-I एवं II	पंजाब	सतलज	आर	174	134	आई/ओ-134 मेगावाट
89	झीन	पंजाब	रावी	एस	215	325	आई/ओ-600 मेगावाट
90	शाहपुर	पंजाब	रावी	आर	141	215	आई/सी-188 मेगावाट
91	यूबीडीसी	पंजाब	रावी	आर	92	90	आई/ओ-90 मेगावाट
92	मंगाया	जम्मू और कश्मीर	सीवा	आर	10	18	
93	चिचनौल	जम्मू और कश्मीर	सीवा	आर	12	22	
94	बेरियान	जम्मू और कश्मीर	उझ	आर	12	19	
95	फलाल	जम्मू और कश्मीर	उझ	आर	8	14	
96	भुरा	जम्मू और कश्मीर	उझ	एस	15	22	

परिशिष्ट- 5.1

25 का पृष्ठ 4

विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा अभिज्ञात)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल- विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तियां
97	डुवास	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	272	505	पीएफआर-230 मेगावाट
98	बैरिनाम	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	233	435	पीएफआर-240 मेगावाट
99	श्री	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	113	215	
100	अर्थल	जम्मू और कश्मीर	भूत नल्लाह	आर	11	19	
101	नीनूट	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	522	1120	
102	किरू	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	133	295	पीएफआर-430 मेगावाट
103	क्वार	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	230	440	पीएफआर-320 मेगावाट
104	पकालडुल	जम्मू और कश्मीर	मरसुदार	आर	513	765	वापस 100 मेगावाट
105	बरसर	जम्मू और कश्मीर	मरसुदार	एस	128	195	वापस-1020 मेगावाट
106	दुलहस्ती	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	565	1120	आई/सी - 390 मेगावाट
107	कुनौ	जम्मू और कश्मीर	कालनाई	आर	3	13	
108	नागा	जम्मू और कश्मीर	कालनाई	आर	7	29	
109	क्रिवा	जम्मू और कश्मीर	कालनाई	आर	8	37	
110	तिपरी	जम्मू और कश्मीर	कालनाई	आर	7.5	36	
111	डुनाडी	जम्मू और कश्मीर	कागुणे गढ़	आर	12.5	60	
112	क्षेत्री	जम्मू और कश्मीर	कालनाई	आर	7	22	
113	सेटले	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	342	515	पीएफआर-560 मेगावाट
114	शामनॉट	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	123	200	पीएफआर-370 मेगावाट
115	बगलिहार	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	330	750	आई/सी-450 मेगावाट
116	बिचलारी	जम्मू और कश्मीर	बिचलारी	आर	40	75	पीएफआर 35 मेगावाट
117	खालकोट	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	592	1350	आई/सी-600 मेगावाट
118	वामनी	जम्मू और कश्मीर	अंस	आर	3	6	
119	कल्लार	जम्मू और कश्मीर	अंस	आर	8	14	
120	खल्लाल	जम्मू और कश्मीर	चेनाब	आर	378	780	आई/ओ-690 मेगावाट
121	चैन्नानी	जम्मू और कश्मीर	तावी	आर	12	21	आई/ओ-23.3 मेगावाट
122	ब्रिंग	जम्मू और कश्मीर	ब्रिंग	आर	3	5	
123	श्रीशराम नाग	जम्मू और कश्मीर	लिडर	आर	2	4	
124	चंदनवाड़ी	जम्मू और कश्मीर	लिडर	आर	3	7	
125	पहलगॉम	जम्मू और कश्मीर	लिडर	आर	2	3	
126	सिडरू	जम्मू और कश्मीर	लिडर	आर	8	12	
127	विशाऊ	जम्मू और कश्मीर	विशाऊ	आर	3	7	



परिशिष्ट- 5.1 25 का पृष्ठ 5							
विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं (पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा अभिज्ञात)							
क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल- विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तिता
128	रेब्बियारा	जम्मू और कश्मीर	रेब्बियारा	आर	3	5	
129	सोनमार्ग	जम्मू और कश्मीर	सिंध	एस	102	155	
130	उमरी सिंध-I	जम्मू और कश्मीर	सिंध	आर	40	65	आई/ओ- 22.6 मेगावाट
131	अपरी सिंध-II	जम्मू और कश्मीर	सिंध	आर	92	140	आईओ- 105 मेगावाट
132	गंगबाल	जम्मू और कश्मीर	कनकनाग	एस	35	55	
133	गंदेरबाल	जम्मू और कश्मीर	सिंध	आर	47.5	75	
134	द्वार	जम्मू और कश्मीर	किशनगंगा	आर	10	16	
135	कशालपुर	जम्मू और कश्मीर	किशनगंगा	एस	193	280	
136	वांगम	जम्मू और कश्मीर	बोनार	आर	40	60	
137	निचली झेलम	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	103	170	आईओ- 105 मेगावाट
138	उरी	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	355	600	आईओ- 480 मेगावाट
139	मोहरा	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	5	9	आईओ-9 मेगावाट
140	चकोटी	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	173	285	
141	चिनारी	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	280	475	
142	हटिया	जम्मू और कश्मीर	झेलम	आर	126	215	
143	मांडी	जम्मू और कश्मीर	मांडी	आर	7	14	
144	माहे	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	10	13	
145	कैसार	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	32	42	
146	किआरी	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	22	28	
147	गाइक	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	15	20	
148	कारु	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	8	12	
149	सताकना	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	10	14	आईओ-4 मेगावाट
150	लेह	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	22	29	
151	रामचुग	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	12	15	
152	घिमी चैनमो	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	10	15	
153	चौरटोन	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	12	16	
154	रिनम	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	8	12	
155	पारफिला	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	एस	30	45	
156	पैडार	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	32	46	
157	तिलरघु	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	27	39	
158	लिआंगीरा	जम्मू और कश्मीर	जस्कर	आर	17	25	
159	निमू	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	एस	85	180	सीईए रॉ.आई-45 मेगावाट
160	मुला	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	42	65	

परिशिष्ट- 5.1

25 का पृष्ठ 6

विभिन्न नदी तंत्रों में जल-विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलनअध्ययन 1978-87 में यथा अभिज्ञात)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी	प्रकार	60% भार गुणक पर संभावित जल-विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्तियां
161	खालसी	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	78	170	पीएफआर-60 मेगावाट
162	टेकमार्चिंग	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	48	75	पीएफआर-30 मेगावाट
163	दुमकर	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	85	130	पीएफआर-45 मेगावाट
164	अर्चियांग	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	92	140	
165	कान्यूनचे	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	67	105	पीएफआर-45 मेगावाट
166	गटालिक	जम्मू और कश्मीर	सिंधु	आर	147	235	
167	बारखाचिक	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	23	110	
168	भांग	जम्मू और कश्मीर	शंगल नल्लाह	आर	2	7	
169	सोकने	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	5	8	
170	कुलंगमा	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	3	16	
171	बैचेसना	जम्मू और कश्मीर	एक नल्लाह	आर	13	47	
172	बैबस	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	13	29	
173	वाखे रोंग	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	2	4	
174	गोमा	जम्मू और कश्मीर	वाखा रोंग	आर	3	5	
175	कारगिल	जम्मू और कश्मीर	वाखा रोंग	आर	7	13	
176	सुरु	जम्मू और कश्मीर	वाखा रोंग	आर	8	18	
177	द्रास	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	7	18	
178	दंडल	जम्मू और कश्मीर	द्रास	आर	7	26	
179	ब्रह्मरु	जम्मू और कश्मीर	द्रास	आर	7.5	30	
180	बेहानुस	जम्मू और कश्मीर	द्रास	आर	25	120	
181	करिकेट	जम्मू और कश्मीर	शिगो	आर	38	190	पीएफआर-30 मेगावाट
182	बुडरमन	जम्मू और कश्मीर	शिगो	आर	34	120	
183	कुंजांग	जम्मू और कश्मीर	सुरु	आर	7	11	
184	चांग चान्मो-I	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	4	6	
185	चांग चान्मो-II	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	10	15	
186	शियोक	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	5	7	
187	जम्मा	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	13	20	
188	शंगकार	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	15	23	
189	लसोगागसा	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	12	18	
190	चलुंका	जम्मू और कश्मीर	शियोक	आर	30	45	
कुल (सिंधु 190 योजनाएं)					19989	33832	

अनुबंध 5.1

25 का पृष्ठ 7

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
1	गिरीबाटा	हिमाचल प्रदेश	गिरी	आर	16	24	आई/ओ
2	गजपानीगढ़ डोंगरी	हिमाचल प्रदेश	पवार	आर	4.7	7	
3	चिरगांव जबोरा	हिमाचल प्रदेश	पवार	आर	9.9	16	
4	जेबेरा मजगांव	हिमाचल प्रदेश	पवार	आर	6.4	10	
5	लासा डोंगरी पांगला	हिमाचल प्रदेश	पवार	आर	14.8	22	
6	पांगुला सनेल	हिमाचल प्रदेश	पवार	आर	16.4	26	
7	नाकोट परलासू	उत्तरांचल	पवार	आर	27.4	43	
8	कोटला दोदरा	उत्तरांचल	रूपिन	आर	5.6	8	
9	सेवागांव पिघा	उत्तरांचल	रूपिन	आर	9.3	15	
10	पिशा नैतवार	उत्तरांचल	रूपिन	आर	17.9	30	
11	शाला सुनकुण्डी	उत्तरांचल	सुपिन	आर	11	17	
12	सुनकुण्डी सांकरी	उत्तरांचल	सुपिन	आर	10.1	15	
13	ओसला घातमीर	उत्तरांचल	टोन्स	आर	10.7	18	
14	तालुका साउल	उत्तरांचल	टोन्स	आर	23.2	39	पीएफआर-140 मेगावाट
15	सांकरी कुनारे	उत्तरांचल	टोन्स	आर	19.9		(तालुका सांकरी)
16	नैतवाड़ मोरी	उत्तरांचल	टोन्स	आर	26.7	70	पीएफआर-33 मेगावाट
17	उगमीर	उत्तरांचल	टोन्स	आर	16.6	28	
18	तुइनी	उत्तरांचल	टोन्स	आर	77.3	128	पीएफआर-72 मेगावाट (अराकोट तुइनी)
19	किशाऊ बांध	उत्तरांचल	टोन्स	एस	232.6	350	डीपीआर-600 मेगावाट
20	चिबरो	उत्तरांचल	टोन्स	आर	162.6	245	आई/ओ-240 मेगावाट
21	खोदरी	उत्तरांचल	टोन्स	आर	84.1	130	आई/ओ-120 मेगावाट
22	कुथनौर गंगानी	उत्तरांचल	यमुना	आर	9.8	15	
23	बड़कोट बिल्ला	उत्तरांचल	यमुना	आर	16.4	25	
24	कुवा फोर्ड	उत्तरांचल	यमुना	आर	28.2	42	
25	लखवार व्यासी - I	उत्तरांचल	यमुना	एस	74.8	115	आई/सी-300 मेगावाट
26	लखवार व्यासी - II	उत्तरांचल	यमुना	आर	52.2	80	आई/सी-120 मेगावाट
27	धकरानी	उत्तरांचल	यमुना	आर	37.6	60	आई/ओ-33.75 मेगावाट
28	धालीपुर	उत्तरांचल	यमुना	आर	64.4	100	आई/ओ-51 मेगावाट
29	कुल्हल	उत्तरांचल	यमुना	आर	41.3	65	आई/ओ-30 मेगावाट
30	खारा	उत्तरांचल	यमुना	आर	103.7	160	आई/ओ-72 मेगावाट
31	नेलांग	उत्तरांचल	जड़ गंगा	आर	50.8	190	
32	करभोली	उत्तरांचल	जड़ गंगा	आर	51	190	पीएफआर-140 मेगावाट
33	जड़ गंगा	उत्तरांचल	जड़ गंगा	आर	29.7	110	पीएफआर-50 मेगावाट
34	गंगोत्री	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	29.3	70	पीएफआर-55 मेगावाट
35	भैरों घाटी	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	32.7	60	पीएफआर-65 मेगावाट
36	हरसिल बांध	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	95.7	350	पीएफआर-210 मेगावाट
37	लोहाड़ी नाग थरांग	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	151.2	360	टीईसी-600 मेगावाट (लोहाड़ी नागपाला)
38	पाला मेला टिपरी	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	68.5	165	डीपीआर-480 मेगावाट
39	भेला टिपरी	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	47.3	100	पाला मनेरी
40	मनेरी भाली I	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	69.2	165	आई/ओ-90 मेगावाट
41	मनेरी भाली II	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	110	235	आई/सी-304 मेगावाट
42	दिउलोंग सुमनगांव	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	10	26	
43	धरगांव झंडारवाली	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	15.5	29	
44	जमोलना घनस्याली	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	16.8	44	
45	टिहरी बांध चरण-I	उत्तरांचल	भागीरथी	एस	492.7	740	आई/सी-1000 मेगावाट

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 8

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र. सं.	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
46	कोटेश्वर	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	143.7	215	आई/सी-400 मेगावाट
47	कोटलीबल	उत्तरांचल	भागीरथी	एस	1247.2	1875	एस और आई-960 मेगावाट (आरओआर)
48	ऋषिकेश हरिद्वार	उत्तरांचल	भागीरथी	आर	238.3	360	आई/ओ-144 मेगावाट
49	नायर बांध	उत्तरांचल	नयर	एस	22.7	34	
50	यट्टीनाथ	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	73.2	260	पीएफआर-140 मेगावाट
51	बेनाकुली	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	11.3	40	
52	विष्णु प्रयाग	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	121	430	आई/सी-400 मेगावाट
53	खेल कुरां नेति	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	14	49	
54	नीति घनसाही	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	11	32	
55	बम्हा कुरकुटी	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	19.5	60	
56	गिरथी गंगा	उत्तरांचल	गिरथी गंगा	आर	11.7	34	
57	मलारी झेलन	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	30.7	90	पीएफआर-55 मेगावाट
58	झेलन तामक	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	51.5	150	पीएफआर-60 मेगावाट
59	लायफ लात	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	69.5	200	पीएफआर-280 मेगावाट
60	ज्योडी	उत्तरांचल	ऋषि गंगा	आर	17.8	65	पीएफआर-60 मेगावाट
61	ऋषि गंगा I	उत्तरांचल	ऋषि गंगा	आर	31.5	115	पीएफआर-70 मेगावाट
62	ऋषि गंगा II	उत्तरांचल	ऋषि गंगा	आर	21.3	65	पीएफआर-35 मेगावाट
63	लता तपोवन	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	89.3	320	पीएफआर-310 मेगावाट
64	हलोवन चुनार	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	136.5	485	टीईसी-520 मेगावाट
65	विष्णु नंद गोपलकोटी	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	164.3	480	एस और आई-340 मेगावाट
66	झिझो पगना मल्ला	उत्तरांचल	बिरही गंगा	आर	4	16	
67	गोहना ताल	उत्तरांचल	बिरही गंगा	एस	83	95	पीएफआर-60 मेगावाट
68	बोयला नंद प्रयाग	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	66.3	170	डीपीआर-132 मेगावाट
69	नन्द प्रयाग तमाशू	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	51.7	180	पीएफआर-141 मेगावाट
70	मार्दंग तिख	उत्तरांचल	पिंदर	आर	5.8	9	
71	दिख गुल्लन	उत्तरांचल	पिंदर	आर	17.2	26	
72	भालखेत बांध	उत्तरांचल	पिंदर	एस	24.8	37	
73	देवासरी बांध	उत्तरांचल	पिंदर	एस	51.7	78	पीएफआर-300 मेगावाट
74	गंगोली नलगाम	उत्तरांचल	पिंदर	आर	35.5	55	
75	बोगली नौली	उत्तरांचल	पिंदर	आर	10.7	18	
76	मंडकिनी	उत्तरांचल	मंडकिनी	आर	23.3	36	
77	जयपुर मीर	उत्तरांचल	अलकनंदा	एस	757.8	1140	
78	श्रीनगर	उत्तरांचल	अलकनंदा	आर	248.2	375	आई/सी-330 मेगावाट
79	समगंगा बांध (कालाबांध)	उत्तरांचल	समगंगा	एस	63.3	198	आई/ओ-198 मेगावाट
80	बोधम बलि	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	55.5	145	पीएफआर-330 मेगावाट
81	छगर घन	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	52.7	145	पीएफआर-240 मेगावाट
82	लेता उद्यम	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	59.3	165	पीएफआर-230 मेगावाट
83	उर्ध्व सोबना	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	121.8	340	पीएफआर-280 मेगावाट
84	खंडला डिमगाव	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	51.3	145	
85	खेत तवाघाट	उत्तरांचल	घौली गंगा	आर	81.3	225	
86	गरदा तवाघाट	उत्तरांचल	सारदा	आर	72.7	195	पीएफआर-630 मेगावाट
87	तवाघाट धारपुरा	उत्तरांचल	सारदा	आर	157.2	310	
88	कालिका बांध	उत्तरांचल	सारदा	आर	63.2	140	पीएफआर-200 मेगावाट
89	मर्पण जोगुडियार	उत्तरांचल	गौरी गंगा	आर	53.8	185	पीएफआर-230 मेगावाट

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 9विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
90	बोगुदियार सिरकरीबोल	उत्तरांचल	गोरी गंगा	आर	71.2	240	पीएफआर-170 मेगावाट
91	सिरकरीबोल रूपसिया बागर	उत्तरांचल	गोरी गंगा	आर	43.3	145	पीएफआर-210 मेगावाट
92	रूपसिया बागर खाखिबारा	उत्तरांचल	गोरी गंगा	आर	82.3	280	पीएफआर-280 मेगावाट
93	देवीबागर खरतीली	उत्तरांचल	गोरी गंगा	आर	19.3	40	
94	खरतीली लुम्ती तल्ली	उत्तरांचल	गोरी गंगा	आर	45.2	105	पीएफआर-55 मेगावाट
95	गर्जिया बांध	उत्तरांचल	गोरी गंगा	एस	193.8	295	
96	बागेश्वर रेखोली चक	उत्तरांचल	सरजू	आर	4.2	6	
97	रायखोली चक कुथनी	उत्तरांचल	सरजू	आर	4.5	7	
98	परीली जिंगल	उत्तरांचल	सरजू	आर	6.5	10	
99	रामगंगा बांध	उत्तरांचल	रामगंगा	एस	49.2	75	पीएफआर-66 मेगावाट
100	पंचेश्वर -I	उत्तरांचल	सारदा	एस	889.5	1335	एस और आई-5600 मेगावाट
101	पंचेश्वर -II	उत्तरांचल	सारदा	एस	710	1065	
102	टनकपुर	उत्तरांचल	सारदा	आर	140	210	आई/ओ-120 मेगावाट
103	बालासोन	पश्चिम बंगाल	बालासन	आर	6.7	33	
104	पंचेत हिल	बिहार	दामोदर	एस	23	40	आई/ओ-40 मेगावाट
105	मेठन	बिहार	दामोदर	एस	26	60	आई/ओ-60 मेगावाट
106	तिलैया डैम	बिहार	दामोदर	एस	4.5	4	आई/ओ-4 मेगावाट
107	कुटकु	बिहार	एन. कोयल	एस	13.3	24	आई/ओ-24 मेगावाट (एन. कोयल)
108	खादवाँ	बिहार	सोन	एस	103.3	160	डीपीआर-450 मेगावाट
109	सोन कनाल	छत्तीसगढ़	सोन	आर	10	10	आई/ओ-10 मेगावाट
110	कोसी कनाल	छत्तीसगढ़	कोसी	आर	20	20	आई/ओ-20 मेगावाट
111	पूर्वी गंडक कनाल	छत्तीसगढ़	गंडक	आर	30	40	आई/ओ-15 मेगावाट
112	जोका	छत्तीसगढ़	माहन	एस	18.3	28	
113	मातीगोडा	छत्तीसगढ़	माहन	एस	12.3	18	
114	खरीली	छत्तीसगढ़	महान	आर	31	48	
115	पासल	छत्तीसगढ़	रिहन्द	एस	34	55	
116	दुनियाधीन	छत्तीसगढ़	रिहन्द	एस	50.8	60	पीएफआर-171 मेगावाट (रेहर - I)
117	करी	छत्तीसगढ़	रिहन्द	आर	45	70	
118	गोपड़ एचई स्कीम	मध्य प्रदेश	गोपाद	एस	13.8	21	
119	नयुर्ना	मध्य प्रदेश	गोपाद	एस	7.3	11	
120	चौरहट	मध्य प्रदेश	सोन	एस	24.5	55	
121	बनसागर	मध्य प्रदेश	सोन	एस	18.7	45	आई/ओ-60 मेगावाट (टोंस II)
122	मझीली	मध्य प्रदेश	सोन	एस	11.7	17	
123	सिमड़ी	मध्य प्रदेश	सोन	एस	8.3	13	
124	बीहर	मध्य प्रदेश	टोन्स	आर	9.2	30	आई/ओ-30 मेगावाट (टोंस I)

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 10

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
125	टोन्स एवई स्कीम	मध्य प्रदेश	टोन्स	आर	57.7	315	आई/ओ—315 मेगावाट (टोन्स I)
126	राजघाट	मध्य प्रदेश	बेतवा	एस	19.3	29	आई/ओ—45 मेगावाट
127	धुस्करा	मध्य प्रदेश	बेतवा	आर	18.4	28	
128	मातटिला	उत्तर प्रदेश	बेतवा	एस	20.8	31	आई/ओ—30 मेगावाट
129	धुकरवा	उत्तर प्रदेश	बेतवा	आर	13.6	20	
130	लाहर	उत्तर प्रदेश	बेतवा	आर	13.6	20	
131	ओरछा	उत्तर प्रदेश	बेतवा	आर	26	39	
132	जामनी	उत्तर प्रदेश	जमनी	एस	3.5	5	
133	रिहन्द	उत्तर प्रदेश	रिहन्द	एस	136	300	आई/ओ—300 मेगावाट
134	ओकरा	उत्तर प्रदेश	रिहन्द	आर	41	99	आई/ओ—99 मेगावाट
135	खटीगा	उत्तर प्रदेश	सारदा	आर	33.3	41	आई/ओ—41.4 मेगावाट
136	गंगा कैनल	उत्तर प्रदेश	गंगा	आर	29.3	45	आई/ओ—45.2 मेगावाट
137	पूर्वी यमुना कैनल	उत्तर प्रदेश	यमुना	आर	35	35	आई/ओ 30 मेगावाट (कुल्हाई)
138	पश्चिम यमुना कैनल	हरियाणा	यमुना	आर	64	64	आई/ओ—14.4 मेगावाट
139	गांधी सागर	राजस्थान	चम्बल	एस	75	115	आई/ओ—45.2 मेगावाट
140	राणा प्रताप सागर	राजस्थान	चम्बल	एस	90	172	आई/ओ—172 मेगावाट
141	जवाहर सागर	राजस्थान	चम्बल	आर	53	99	आई/ओ—99 मेगावाट
142	राइट बैंक मेन कैनल	राजस्थान	चम्बल	आर	6	6	आई/ओ—6 मेगावाट
जोड़	गंगा नदी की 142 स्कीमें				10684	20664	

अनुबंध 5.1

25 का पृष्ठ 11

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
केन्द्रीय भारतीय नदियाँ झारखंड							
1	सुबर्णरेखा चरण -I	झारखंड	सुबर्णरेखा	एस	15.8	24	आई/ओ-65 मेगावाट
2	सुबर्णरेखा चरण -II	झारखंड	सुबर्णरेखा	आर	8.3	12	आई/ओ-65 मेगावाट
3	कांची	झारखंड	कांची	एस	8.7	13	
4	सुबर्णरेखा एमपीपी	झारखंड	सुबर्णरेखा	एस	19.7	30	आई/सी - 8 मेगावाट (चांदिल)
5	कोइल कारो चरण II (बसिया पीएच)	झारखंड	एस. कोयल	एस	10.7	16	
6	कोइल कारो चरण II (लोथंगा पीएच)	झारखंड	एस. कोयल	आर	5	7	
7	कोइल कारो चरण I (रैतोली पीएच)	झारखंड	एस. कोयल	आर	12.8	19	
8	कोइल कारो चरणI (लम्पंगखेल पीएच)	झारखंड	एन. कोयल	एस	96	145	
9	सेरेनगड़ा	झारखंड	एन. कोयल	आर	24.7	37	
10	डोलकी	झारखंड	ब्राह्मणी	आर	10.8	16	
11	साउथ कारो	झारखंड	ब्राह्मणी	एस	6.8	10	
12	अपर सांख चरण I	झारखंड	सांख	एस	3.8	6	
13	अपर सांख चरण II	झारखंड	सांख	आर	36	55	
14	लोउर सांख	झारखंड	सांख	एस	35.3	55	
15	दुमकी	झारखंड	सांख	आर	13.2	20	
16	बुड़बालंग	उड़ीसा	बुड़ाबालांग	एस	2.5	4	
17	सालंदी (हदागढ़)	उड़ीसा	सालंदी	एस	2	3	
18	कानुपार	उड़ीसा	बेतरणी	एस	3.7	5	
19	भीमकुंड	उड़ीसा	बेतरणी	एस	19.5	29	
20	बालजोरी	उड़ीसा	बेतरणी	एस	152.3	230	पीएफआर-178 मेगावाट
21	लोडनी	उड़ीसा	ब्राह्मणी	एस	27.8	42	
22	रैगाली	उड़ीसा	ब्राह्मणी	एस	88.2	135	आई/ओ-250 मेगावाट
23	नरज	उड़ीसा	महानदी	एस	143.5	215	पीएफआर-287 मेगावाट
24	तिकरपारा	उड़ीसा	महानदी	एस	134.7	205	पीएफआर-259 मेगावाट
25	हीराकुंड चरण III	उड़ीसा	महानदी	आर	116.2	175	आई/ओ-37.5 मेगावाट
26	हीराकुंड चरण II	उड़ीसा	महानदी	आर	100.7	155	आई/ओ-72 मेगावाट
27	हीराकुंड चरण I	उड़ीसा	महानदी	एस	98.8	150	आई/ओ-220 मेगावाट
28	हसदेव (बांगी)	छत्तीसगढ़	हसदेव	एस	33.7	55	आई/ओ-120 मेगावाट
29	रुसा	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	6.2	9	
30	घरमपुर	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	4.7	7	
31	देवरी	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	8.5	13	
32	विस्वानी (रोसर)	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	14.7	22	
33	बुढ़नेर	मध्य प्रदेश	बुढ़नेर	एस	18.3	28	
34	बसानिया	मध्य प्रदेश	नर्मदा	आर	38.3	60	पीएफआर-90 मेगावाट
35	बारगी	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	74.5	115	आई/ओ-90 मेगावाट

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 12

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
36	सीतारोवा	मध्य प्रदेश	शक्कर	एस	6.8	10	
37	जाहनपुर	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	47.7	75	
38	नर्मदा सागर	मध्य प्रदेश	नर्मदा	एस	449.8	675	आई/ओ-1000 मेगावाट
39	ओमकारेश्वर	मध्य प्रदेश	नर्मदा	आर	191	290	आई/सी-520 मेगावाट
40	माहेश्वर	मध्य प्रदेश	नर्मदा	आर	149.5	225	आई/सी-400 मेगावाट
41	रतामती	मध्य प्रदेश	ताप्ती	एस	7	10	
42	धुटीघाट	मध्य प्रदेश	ताप्ती	एस	9.5	14	
43	नवाता	मध्य प्रदेश	ताप्ती	आर	9	13	
44	नंदवेल	महाराष्ट्र	पुरना	एस	7.5	11	
45	गिरना	महाराष्ट्र	गिरना	एस	2.6	4	
46	उकई कैनाल पीएच	गुजरात	ताप्ती	आर	4.7	7	आई/ओ-5 मेगावाट
47	उकई बांध पीएच	गुजरात	ताप्ती	एस	79.2	120	आई/ओ-300 मेगावाट
48	सरदार सरोवर	गुजरात	नर्मदा	एस	310.8	470	आई/सी - 1450 मेगावाट (अंशिक आई/ओ)
49	पानम	गुजरात	पानम	एस	1.3	2	
50	घोखारा	राजस्थान	अनस	एस	2.3	4	
51	माही बजाज सागर चरण -II	राजस्थान	माही	आर	38.2	60	आई/ओ-90 मेगावाट
52	माही बजाज सागर चरण -I	राजस्थान	माही	एस	25	37	आई/ओ-50 मेगावाट
53	जाखम	राजस्थान	जाखम	एस	1.8	3	आई/ओ-5 मेगावाट
कुल (सीआईआर 53 स्कीम)					2740.3	4152	
पश्चिम की ओर बहने वाली नदियां							
1	दमनगंगा चरण -I	गुजरात	दमनगंगा	एस	9.6	14	
2	दमनगंगा चरण -II	गुजरात	दमनगंगा	आर	4	6	
3	सूर्या	महाराष्ट्र	सूर्या	एस	2.8	4	आई/ओ-6 मेगावाट
4	पिंजल I	महाराष्ट्र	पिंजल	एस	2.8	4	
5	पिंजल II	महाराष्ट्र	पिंजल	एस	4.5	7	
6	वैतरणा I	महाराष्ट्र	वैतरणा	एस	18.5	28	आई/ओ-60 मेगावाट
7	वैतरणा II	महाराष्ट्र	वैतरणा	आर	4.7	7	
8	वैतरणा III	महाराष्ट्र	वैतरणा	आर	4.7	7	
9	भातसा आर.बी.सी.	महाराष्ट्र	भातसा	एस	2.2	3	आई/ओ-15 मेगावाट
10	भातसा आर.बी.सी.	महाराष्ट्र	भातसा	एस	6.3	10	
11	कलू	महाराष्ट्र	कलू	एस	10.7	16	
12	डोलबाहल	महाराष्ट्र	कुंडलिक	आर	7	10	
13	गिझा टेल रेस	महाराष्ट्र	कुंडलिक	आर	34	55	आई/ओ-80 मेगावाट
14	कापशी	महाराष्ट्र	कापशी	एस	9	13	
15	भव	महाराष्ट्र	भव	एस	14.8	22	डीपीआर (20 मेगावाट)



अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 3 13

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
16	कजवी	महाराष्ट्र	कजवी	एस	9.5	14	
17	मचकंडी	महाराष्ट्र	मचकंडी	एस	7.2	11	
18	वगोतन	महाराष्ट्र	वगोतन	एस	12.8	19	
19	गढ़	महाराष्ट्र	गढ़	एस	14.2	21	
20	तिल्लारी	महाराष्ट्र	तिल्लारी	एस	26	39	आई/ओ.-60 मेगावाट
21	सोनल	गोवा	मांडवी	एस	35.7	55	
22	कोटनी	कर्नाटक	मांडवी	एस	16	24	
23	कृष्णापुर	कर्नाटक	मांडवी	आर	137.5	210	
24	कालीनदी I (सुपा)	कर्नाटक	कालीनदी	एस	90.5	140	आई/ओ.-100 मेगावाट
25	कालीनदी I (दंदेशी I)	कर्नाटक	कालीनदी	आर	37.5	60	आई/ओ.-855 मेगावाट
26	कालीनदी I (नगझारी)	कर्नाटक	कालीनदी	एस	567.8	855	
27	कालीनदी I (कदस्साली)	कर्नाटक	कालीनदी	एस	62.7	95	आई/ओ.-120 मेगावाट
28	कालीनदी I (कादरा)	कर्नाटक	कालीनदी	एस	66	100	आई/ओ.-150 मेगावाट
29	कालीनदी I (भारडी)	कर्नाटक	कालीनदी	एस	116.3	175	
30	गंगावली (बेडती) चरण - I	कर्नाटक	गंगावली	एस	252.2	380	पीएफआर(400 मेगावाट)
31	गंगावली (सोन्दा) चरण - II	कर्नाटक	गंगावली	एस	68.2	105	
32	अगनाशीनी	कर्नाटक	अगनाशीनी	एस	248.7	370	पीएफआर(600 मेगावाट)
33	बन्नेहोल	कर्नाटक	बन्नेहोल	एस	34.7	55	
34	लिंगनामक्की	कर्नाटक	सारावती	एस	80.7	125	आई/ओ.-55 मेगावाट
35	सारावती	कर्नाटक	सारावती	आर	909	1365	आई/ओ.-1006.2 मेगावाट
36	सारावती टेल रेस	कर्नाटक	सारावती	आर	102.8	157	आई/ओ.-240 मेगावाट
37	मनी बांध	कर्नाटक	वराही	एस	9.5	14	आई/ओ.-9 मेगावाट
38	वाराही	कर्नाटक	वाराही	आर	201	305	आई/ओ 230 मेगावाट (विस्तार 230 मेगावाट)
39	मकचट्ट	कर्नाटक	वराही	आर	23.2	35	
40	नेरिया	कर्नाटक	नेरिया	एस	7.8	12	
41	नेत्रवती	कर्नाटक	नेत्रवती	एस	37.5	60	
42	सिरपाडी	कर्नाटक	नेत्रवती	आर	22.4	38	
43	गुडिया	कर्नाटक	गुडिया	एस	13	20	पीएफआर(300 मेगावाट)
44	कुमराघरी	कर्नाटक	कुमराघरी	एस	32.8	49	
45	बाराफोल I	कर्नाटक	बाराफोल	एस	222.5	335	अंतः राज्य पहलू

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 14

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
46	बारपोल II	केरल	बारपोल	आर	56.3	85	
47	कुट्टीयादी	केरल	कुट्टीयादी	एस	53.2	80	आई/ओ-125 मेगावाट
48	चात्तीपुझा	केरल	बेपौर	एस	33.3	50	
49	चोलातिपुझा	केरल	बेपौर	एस	52.2	80	
50	पोडियार पुन्नापुझा II	केरल	पोडियार	आर	53.7	85	वापस (70 मेगावाट)
51	साइलेन्ट वैली	केरल	कुंडीपुझा	एस	85.2	130	
52	इडुक्की I तथा II	केरल	पेरियार	एस	373.8	565	आई/ओ-780 मेगावाट
53	इडुक्की III	केरल	पेरियार	एस	86.7	130	
54	लोअर पेरियार	केरल	पेरियार	आर	94.5	145	आई/ओ-180 मेगावाट
55	पल्लीवासल प्रतिस्थापन	केरल	मुदिरापुझा	एस	124.5	190	आई/ओ-37.5 मेगावाट
56	सेगुलम	केरल	वेन्ट कल्लार	एस	36	55	आई/ओ-48 मेगावाट
57	अनयरीपोकल	केरल	पन्नियार	एस	7.2	11	
58	राजकड पी/एच	केरल	मुदिरापुझा	एस	15.2	23	
59	मुदिरापुझा	केरल	मुदिरापुझा	आर	11.7	17	
60	पन्नियार पेरिनजकुट्टी	केरल	पन्नियार	आर	6.7	10	पीएफआर(80 मेगावाट)
61	पेरियार	केरल	पन्नियार	एस	27	40	आई/ओ.-30 मेगावाट
62	नेरियामंगलम	केरल	मुदिरापुझा	आर	43.5	65	आई/ओ.-45 मेगावाट
63	पेरिनजकुट्टी	केरल	पेरिनजकुट्टी	एस	79.2	120	पीएफआर (60 मेगावाट)
64	मनाली	केरल	इन्दमलायार	एस	24.3	36	
65	कुडील	केरल	इन्दमलायार	एस	31.2	47	
66	मणिकुलम	केरल	पुयानकुट्टी	एस	5.5	14	
67	पुयानकुट्टी	केरल	पुयानकुट्टी	एस	189.3	285	
68	इन्दमलायार	केरल	इन्दमलायार	एस	35	55	आई/ओ.-75 मेगावाट
69	शोलैयार	केरल	शोलैयार	एस	48.3	75	आई/ओ.-54 मेगावाट
70	अनैकायम	केरल	चालाकुड्डी	एस	7.8	12	
71	करापाश	केरल	करापाश	एस	8	12	
72	पुल्लीकल्लार	केरल	कुरियाकुड्डी	एस	9.7	14	
73	कुरियाकुट्टी	केरल	कुरियाकुड्डी	एस	41	65	पीएफआर (66 मेगावाट)
74	पोरिगलकुट्टु (आरबी)	केरल	चालाकुड्डी	एस	41.3	65	आई/ओ.-32 मेगावाट
75	पोरिगलकुट्टु (एलबी)	केरल	चालाकुट्टी	एस	38	60	आई/ओ.-16 मेगावाट
76	अदिरपल्ली	केरल	चालाकुट्टी	आर	41.5	65	डीपीआर (163 मेगावाट)
77	सबरीगिरी	केरल	पम्बा	एस	270.3	410	आई/ओ.-300 मेगावाट
78	कक्कड	केरल	कक्कड	आर	47.7	75	आई/ओ.-50 मेगावाट
79	लोअर सबरीगिरी	केरल	कक्कड	एस	34	55	
80	टिदन कल्लार बहुउद्देशीय	केरल	अम्बराकोविल	एस	43.7	65	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 15

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(एन. आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
81	कल्लादा	केरल	कल्लादा	एस	9.3	15	आई/ओ.-15 मेगावाट
82	अपर पांडियार I	तमिलनाडु	पांडियार	एस	7.3	11	
83	अपर पांडियार II	तमिलनाडु	पांडियार	आर	4	8	
84	पांडियार - पुन्नापुञ्जा I	तमिलनाडु	पांडियार	एस	81	125	अंतः राज्य पार
85	अक्कामलाई	तमिलनाडु	भारतपुञ्जा	आर	4.2	14	
86	अपर अलियार	तमिलनाडु	भारतपुञ्जा	एस	20	90	आई/ओ.-60 मेगावाट
87	पेरियार झील	तमिलनाडु	पेरियार	एस	95.2	145	आई/ओ.-140 मेगावाट
88	निरार	तमिलनाडु	इदमलायार	आर	5.5	26	
89	शीलेयर - I	तमिलनाडु	शीलेयर	एस	47.2	75	आई/ओ.-70 मेगावाट
90	शीलेयर - II	तमिलनाडु	शीलेयर	एस	9	14	आई/ओ.-25 मेगावाट
91	सरकापाथी	तमिलनाडु	पेरियार	एस	21.8	33	आई/ओ.-30 मेगावाट
92	कोड्यार I	तमिलनाडु	कोड्यार	एस	43.2	65	आई/ओ.-60 मेगावाट
93	कोड्यार II	तमिलनाडु	कोड्यार	आर	19.8	30	आई/ओ.-40 मेगावाट
94	पारालियार	तमिलनाडु	पारालियार	आर	25.7	39	
कुल (पश्चिम की ओर बहने वाली नदियाँ)					6149	9430	
पूर्व की ओर बहने वाली नदियाँ							
1	अपर इंद्रावती	उड़ीसा	इंद्रावती	एस	387.7	585	आई/ओ 600 मेगावाट
2	अपर कोलाब	उड़ीसा	सावरी	एस	184	280	आई/ओ 320 मेगावाट
3	लोअर कोलाब	उड़ीसा	सावरी	एस	247.3	375	पीएफआर 405 मेगावाट
4	बलीमैला	उड़ीसा	बलीमैला	एस	267.7	405	आई/सी-210 मेगावाट
5	पीट्टेरु पीएच I	उड़ीसा	पोटेरु	आर	3	3	
6	पीट्टेरु पीएच II	उड़ीसा	पोटेरु	आर	3	3	
7	काँटा	छत्तीसगढ़	सावरी	आर	41.7	65	
8	चितराकोट	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	25.5	38	
9	बौद्धघाट	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	197	295	डीपीआर 500 मेगावाट के लिए
10	गुदरा	छत्तीसगढ़	गुदरा	एस	14.8	22	
11	कुटरु - I	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	66.8	100	वापस 150 मेगावाट
12	कुटरु - II	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	102.3	155	वापस 150 मेगावाट
13	नुगुर - I	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	104.3	160	पीएफआर 170 मेगावाट
14	भोपालपटनम	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	472.8	715	वापस 1000 मेगावाट
15	नुगुर - II	छत्तीसगढ़	इंद्रावती	एस	177.7	270	पीएफआर 210 मेगावाट
16	कोटरी	छत्तीसगढ़	कोटरी	एस	45.3	70	पीएफआर 150 मेगावाट
17	सोन	मध्य प्रदेश	सोन	एस	3.2	5	वापस 100 मेगावाट
18	दिव-अमा	मध्य प्रदेश	दिव-अमा	एस	8.7	13	
19	अटारिआ	मध्य प्रदेश	वैमानगा	एस	9.7	15	
20	टिकारी	मध्य प्रदेश	ववानथरी	एस	6.8	10	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 16

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा सिनाक्ता)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
21	काहन - I	मध्य प्रदेश	काहन	एस	16.2	24	वापस 90 मेगावाट
22	काहन - II	मध्य प्रदेश	काहन	आर	9.2	14	
23	काहन - III	मध्य प्रदेश	काहन	आर	15.5	23	
24	काहन - IV	मध्य प्रदेश	काहन	एस	5.8	9	
25	पेंच	महाराष्ट्र	पेंच	एस	55.8	85	आई/ओ 160 मेगावाट
26	पाथरी	महाराष्ट्र	वैनगंगा	एस	12.7	40	
27	वेणगंगा	महाराष्ट्र	वैनगंगा	एस	98.3	150	पीएफआर 105 मेगावाट
28	साम्बदा	महाराष्ट्र	प्राहिता	आर	81	95	पीएफआर 52 मेगावाट
29	घरगाँव	महाराष्ट्र	प्राहिता	आर	67.7	105	पीएफआर 52 मेगावाट
30	कुंघरा	महाराष्ट्र	प्राहिता	आर	74.8	115	पीएफआर 72 मेगावाट
31	बांडे	महाराष्ट्र	बांडे	एस	9.8	15	
32	प्राहिता	महाराष्ट्र	प्राहिता	एस	204	310	पीएफआर 48 मेगावाट
33	मानसदरी	महाराष्ट्र	अरन	एस	4.5	7	
34	सेपाल	महाराष्ट्र	पेनगंगा	आर	9.2	20	
35	सहर्षकुंड II	महाराष्ट्र	पेनगंगा	आर	8	12	
36	सहर्षकुंड I	महाराष्ट्र	पेनगंगा	एस	19.2	29	
37	पुरना (यैलदरी)	महाराष्ट्र	पुरना	एस	11.8	18	आई/ओ 22.5 मेगावाट
38	भांदरदारा III	महाराष्ट्र	प्रवरा	आर	2.2	10	
39	भांदरदारा II	महाराष्ट्र	प्रवरा	आर	9.2	14	आई/ओ 34 मेगावाट
40	भांदरदारा I	महाराष्ट्र	प्रवरा	एस	11.5	17	
41	मानिकदोह	महाराष्ट्र	ककदी	एस	5.5	8	आई/ओ 8 मेगावाट
42	बीबी	महाराष्ट्र	भिमा	एस	4.5	7	
43	भिवपुरी	महाराष्ट्र	आंध्रा	एस	54.2	85	आई/ओ 72 मेगावाट
44	खोपोली	महाराष्ट्र	गंगा	एस	45.3	70	आई/ओ 72 मेगावाट
45	पेना	महाराष्ट्र	पीना	एस	3.7	5	
46	भीरा	महाराष्ट्र	मुला	एस	143.5	215	आई/ओ-380 मेगावाट
47	विरबाजी	महाराष्ट्र	मूथा	एस	7.3	11	
48	पंशेट	महाराष्ट्र	मूथा	एस	5.7	8	
49	भातघर	महाराष्ट्र	निरा	एस	12	18	आई/ओ 16 मेगावाट
50	वीर	महाराष्ट्र	निरा	एस	6	9	आई/ओ 9 मेगावाट
51	गिरवी	महाराष्ट्र	निरा	एस	5.3	8	
52	उज्जैनी	महाराष्ट्र	भिमा	एस	11.5	17	आई/ओ 12 मेगावाट
53	देदली	महाराष्ट्र	भिमा	आर	3.7	9	
54	कास	महाराष्ट्र	उरभोदी	एस	5	7	
55	कोयना चरण IV	महाराष्ट्र	कोयना	एस	230.5	350	आई/ओ 1000 मेगावाट
56	कोयना चरण III	महाराष्ट्र	कोयना	आर	94	145	आई/ओ 320 मेगावाट
57	कोयना चरण I और II	महाराष्ट्र	कोयना	एस	162.8	245	आई/ओ 800 मेगावाट
58	कोयना बांध पीएच	महाराष्ट्र	कोयना	एस	42.8	65	आई/ओ 40 मेगावाट
59	पथारपुंज	महाराष्ट्र	वारना	एस	19.3	29	
60	कादवी	महाराष्ट्र	वारना	एस	141.8	215	पीएफआर 22 मेगावाट

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 17

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
61	वर्ना	महाराष्ट्र	वर्ना	एस	18	27	आई/ओ 16 मेगावाट
62	कासारी -I	महाराष्ट्र	कासारी	एस	140.7	215	
63	कासारी -II	महाराष्ट्र	कासारी	आर	8.8	13	पीएफआर 25 मेगावाट
64	कुंभी -I	महाराष्ट्र	पेनगंगा	एस	113.2	170	
65	कुंभी -II	महाराष्ट्र	पेनगंगा	आर	18	27	पीएफआर 17 मेगावाट
66	दूधगंगा	महाराष्ट्र	दूधगंगा	एस	10	15	आई/ओ 24 मेगावाट
67	हिरण्याक्षी -II	महाराष्ट्र	वेदगंगा	एस	269	405	
68	हिरण्याक्षी -I	महाराष्ट्र	हिरण्याक्षी	एस	16.2	24	पीएफआर 18 मेगावाट
69	सिगुर	आंध्र प्रदेश	मांजरा	एस	6.2	9	आई/ओ 15 मेगावाट
70	निजाम सागर	आंध्र प्रदेश	मांजरा	एस	7.2	11	आई/ओ 10 मेगावाट
71	पोचाम्पाड	आंध्र प्रदेश	गोदावरी	एस	31.2	47	आई/ओ 27 मेगावाट
72	कुंटाला	आंध्र प्रदेश	कादम	एस	12.7	19	
73	ईचाम्पाली	आंध्र प्रदेश	गोदावरी	एस	611.3	920	वापस 975 मेगावाट
74	सिंगारेडुडी	आंध्र प्रदेश	गोदावरी	आर	166.3	250	
75	दुमागुडेम	आंध्र प्रदेश	गोदावरी	आर	237.8	360	डीपीआर- 360 मेगावाट
76	जालापुट	आंध्र प्रदेश	मधुकुंद	एस	17	25	डीपीआर - 18 मेगावाट
77	मुचकुंद	आंध्र प्रदेश	मधुकुंद	आर	134.2	205	आई/ओ 114.75 मेगावाट
78	बालीमेल	आंध्र प्रदेश	सिलेरु	एस	41.8	65	आई/ओ 360 मेगावाट
79	अपर सिलेरु	आंध्र प्रदेश	सिलेरु	एस	97.3	150	आईओ - 240 मेगावाट
80	दौकराई कनाल	आंध्र प्रदेश	सिलेरु	एस	29.3	44	आई/ओ 25 मेगावाट
81	लोवर सिलेरु	आंध्र प्रदेश	सिलेरु	आर	256.8	385	आई/ओ 460 मेगावाट
82	पोलावरम	आंध्र प्रदेश	गोदावरी	एस	363.5	545	वापस 720 मेगावाट
83	पुलीचिंताला	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	एस	119.8	180	वापस 60 मेगावाट
84	पोंडुगाला	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	एस	60.8	95	पीएफआर 81 मेगावाट
85	नागार्जुनसागर एलबीसी	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	आर	27.8	42	आई/ओ 60 मेगावाट

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 18

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र. सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
86	नागार्जुनसागर बांध चरण	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	एस	73.3	115	आई/ओ 810 मेगावाट
87	नागार्जुनसागर आरबीसी	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	आर	30.2	45	आई/ओ 60 मेगावाट+ 30 मेगावाट
88	श्रीसेलम	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	एस	516	775	आई/ओ 770 मेगावाट+ 900 मेगावाट
89	तुंगभद्रा एचएलसी	आंध्र प्रदेश	भद्रा	आर	21.7	32	
90	प्रियदर्शिनी	आंध्र प्रदेश	कृष्णा	आर	46.5	105	आई/सी 234 मेगावाट
91	जलदुर्ग	कर्नाटक	कृष्णा	आर	180.3	270	
92	नारायणपुर	कर्नाटक	कृष्णा	आर	45.5	70	आई/ओ 11.6 मेगावाट
93	अलमाटी	कर्नाटक	कृष्णा	एस	105.2	160	आई/सी- 290 मेगावाट, आई/ओ 180 मेगावाट)
94	घाटाप्रभा	कर्नाटक	तुंगभद्रा	एस	27	41	आई/ओ 32 मेगावाट
95	मालापुर	कर्नाटक	तुंगभद्रा	आर	7.5	11	आई/ओ 9 मेगावाट
96	शिवपुर	कर्नाटक	तुंगभद्रा	आर	17.3	26	आई/ओ 18 मेगावाट
97	मुनीरावद	कर्नाटक	तुंगभद्रा	एस	27.7	41	आई/ओ 27 मेगावाट
98	होप्पी	कर्नाटक	तुंगभद्रा	आर	22.3	34	आई/ओ 36 मेगावाट
99	तुंगभद्रा आरबीसी	कर्नाटक	तुंगभद्रा	एस	18	27	
100	भद्रा एसबीसी	कर्नाटक	भद्रा	आर	2.5	4	आईओ- 33.2 मेगावाट
101	तुंगभद्रा बांध चरण	कर्नाटक	भद्रा	एस	24	36	आई/ओ 36 मेगावाट
102	भद्रा आरबीसी	कर्नाटक	भद्रा	आर	11.8	18	आई/ओ 6 मेगावाट
103	होलालू	कर्नाटक	भद्रा	एस	13.8	21	
104	कृष्णाएजसागर	कर्नाटक	कावेरी	एस	35.2	55	
105	काबीनी	कर्नाटक	काबीनी	एस	12.8	19	वापस 20 मेगावाट
106	शिवसमुद्रम	कर्नाटक	कावेरी	आर	29	44	वापस 270 मेगावाट
107	शिमसा चरण -I	कर्नाटक	कावेरी	आर	20.7	31	
108	कावेरी चरण -I	कर्नाटक	कावेरी	आर	154.8	235	वापस 360 मेगावाट
109	शिमसा चरण -II	कर्नाटक	शिमसा	आर	27.8	42	
110	अर्कावती	कर्नाटक	अर्कावती	आर	14.8	42	
111	कावेरी चरण -II	कर्नाटक	कावेरी	आर	107.5	165	वापस 850 मेगावाट
112	कावेरी -III	कर्नाटक	कावेरी	आर	59.8	90	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 19

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
113	कावेरी चरण-IV	कर्नाटक	कावेरी	आर	24.2	36	
114	मेट्टूर बांध चरण	तमिलनाडु	कावेरी	एस	21.5	32	आई/ओ 40 मेगावाट
115	मेट्टूर सुरंग चरण	तमिलनाडु	कावेरी	एस	66.3	100	आई/ओ 200 मेगावाट
116	लोअर मेट्टूर	तमिलनाडु	कावेरी	आर	76.2	115	आई/ओ-120 मेगावाट
117	भवानी कटाले	तमिलनाडु	कावेरी	आर	74.8	115	आई/सी - 90 मेगावाट और वापस - 90 मेगावाट
118	लोअर भवानी	तमिलनाडु	भवानी	एस	23	34	आई/ओ 8 मेगावाट
119	लोअर मोयार	तमिलनाडु	मोयार	एस	22.2	33	
120	मोयार	तमिलनाडु	मोयार	आर	49.8	75	आई/ओ 36 मेगावाट
121	पयकारा (सिगार)	तमिलनाडु	मोयार	एस	76.3	115	आई/ओ 89.75 मेगावाट
122	पयकारा (अल्टिमेट)	तमिलनाडु	मोयार	आर	39	60	आई/सी 150 मेगावाट
123	पारसन की घाटी (कुंडाह-6)	तमिलनाडु	मोयार	एस	8.2	12	आई/ओ 30 मेगावाट
124	पारसन की घाटी (कुंडाह-5)	तमिलनाडु	भवानी	एस	10.3	16	आई/ओ 40 मेगावाट
125	अवालाचे इगल्ट (कुंडाह-1)	तमिलनाडु	कुंडाह	एस	45.7	70	आई/ओ 60 मेगावाट
126	कुंडापालम (कुंडाह-2)	तमिलनाडु	कुंडाह	आर	105	160	आई/ओ 175 मेगावाट
127	पेनगुमबहला (कुंडाह-3)	तमिलनाडु	कुंडाह	आर	61.5	95	आई/ओ 180 मेगावाट
128	पिल्लूर (कुंडाह-4)	तमिलनाडु	भवानी	एस	16.5	25	आई/ओ 100 मेगावाट
129	नेल्लिथोराई	तमिलनाडु	भवानी	एस	8.8	13	
130	कून्नूर-कल्लार	तमिलनाडु	कल्लार	आर	7	10	
131	अपर अमरावती	तमिलनाडु	अमरावती	एस	13.2	20	
132	शानमुरवानाडी	तमिलनाडु	अमरावती	एस	15.5	23	वापस 30 मेगावाट
133	कुन्नूर	तमिलनाडु	सुरूलियार	आर	8.8	13	
134	कम्बाम	तमिलनाडु	सुरूलियार	आर	6.5	10	
135	तुम्बलकटम	तमिलनाडु	वेगई	एस	4.3	7	
136	वेरावन	तमिलनाडु	सुरूलियार	आर	16.2	24	
137	सुरूलार	तमिलनाडु	सुरूलियार	आर	19.7	30	आई/ओ 35 मेगावाट
138	सरवलियार	तमिलनाडु	सरवलियार	एफएफ	8.8	13	आई/ओ 20 मेगावाट
139	पापानासम	तमिलनाडु	ताम्बरापनी	आर	20.5	31	आई/ओ 28 मेगावाट
140	मंथावडी	केरल	कविनी	एस	130.7	200	वापस 240 मेगावाट
	कुल (ईएफआर नदियाँ)				9532	14511	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 20

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
<b>ब्रह्मपुत्र बेसिन</b>							
1	हुटींग	अरुणाचल प्रदेश	लुहित	आरओआर	425.8	950	पीएफआर-3000 मेगावाट-भंडारण
2	गिमलियांग	अरुणाचल प्रदेश	दाऊ	आरओआर	14.0	31	
3	रेगास	अरुणाचल प्रदेश	डेलाई	आरओआर	15.8	32	
4	टिडिंग -I	अरुणाचल प्रदेश	टिडिंग	आरओआर	14.2	31	
5	कालाई	अरुणाचल प्रदेश	लुहित	आरओआर	1122.7	2550	पीएफआर-2800 मेगावाट-भंडारण
6	देन्वे	अरुणाचल प्रदेश	लुहित	एस	2509.8	3765	वापस-520 मेगावाट
7	चेम्बा	अरुणाचल प्रदेश	तेंगापम	आरओआर	5.8	12	
8	टोयाम	अरुणाचल प्रदेश	तेंगापम	आरओआर	4.5	13	
9	टिडिंग -II	अरुणाचल प्रदेश	तेंगापम	आरओआर	11.0	22	
10	दियूंग बांध	अरुणाचल प्रदेश	नीडिहिंग	एस	17.0	25	
11	दुलियांग	अरुणाचल प्रदेश	दाऊ	आरओआर	11.2	25	
12	इटाकिन	अरुणाचल प्रदेश	दिबांग	आरओआर	681.2	3045	पीएफआर-4000 मेगावाट
13	इमरा -II	अरुणाचल प्रदेश	इमरा	आरओआर	180.3	870	पीएफआर-390 मेगावाट
14	अमूलिन	अरुणाचल प्रदेश	मादून	आरओआर	80.8	235	पीएफआर-420 मेगावाट
15	इमिरी	अरुणाचल प्रदेश	मादून	आरओआर	85.2	295	पीएफआर-500 मेगावाट
16	अगोलीन	अरुणाचल प्रदेश	दिबांग	आरओआर	52.7	235	पीएफआर-375 मेगावाट
17	मुलीनये	अरुणाचल प्रदेश	टेंगोन	आरओआर	74.8	335	
18	इमरा -I	अरुणाचल प्रदेश	इमरा	आरओआर	60.8	275	
19	टाटो -II	अरुणाचल प्रदेश	सियोम	आरओआर	157.2	360	पीएफआर-700 मेगावाट
20	नायिंग	अरुणाचल प्रदेश	सियोम	आरओआर	218.7	495	पीएफआर-1000 मेगावाट
21	पासीघाट	अरुणाचल प्रदेश	दिहांग	एस	9788.3	14685	
22	मिहुङडीन	अरुणाचल प्रदेश	दिबांग	आरओआर	32.2	145	पीएफआर-400 मेगावाट
23	अदुनली	अरुणाचल प्रदेश	आंगोन	आरओआर	45.8	175	पीएफआर-500 मेगावाट
24	इलांगी	अरुणाचल प्रदेश	आहि	आरओआर	37.3	180	पीएफआर-150 मेगावाट
25	यांगसांग	अरुणाचल प्रदेश	सांगसांग	आरओआर	29.2	70	
26	रिंगो	अरुणाचल प्रदेश	रिंगो	आरओआर	50.8	130	पीएफआर-150 मेगावाट
27	मिरक	अरुणाचल प्रदेश	सिंगो	आरओआर	64.2	160	पीएफआर-141 मेगावाट
28	मिनथिंग	अरुणाचल प्रदेश	सिंगो	आरओआर	56.0	195	
29	पाउफ	अरुणाचल प्रदेश	यारजाप	आरओआर	22.0	50	
30	हीओ	अरुणाचल प्रदेश	यारजाप	आरओआर	39.8	90	
31	जारो	अरुणाचल प्रदेश	सियोम	आरओआर	45.5	85	
32	हीरांग	अरुणाचल प्रदेश	सियोम	आरओआर	79.3	180	पीएफआर-3000 मेगावाट
33	टाटो -I	अरुणाचल प्रदेश	यारजाप	आरओआर	33.2	80	
34	गमैंग	अरुणाचल प्रदेश	सिके	आरओआर	16.3	37	
35	जारु	अरुणाचल प्रदेश	यामने	एस	34.3	60	
36	याफिन	अरुणाचल प्रदेश	यामने	आरओआर	60.3	95	
37	पेनथिंग	अरुणाचल प्रदेश	यामने	आरओआर	35.3	60	
38	सेसेरी	अरुणाचल प्रदेश	सेसेरी	आरओआर	23.5	55	
39	दिबांग स्टोर	अरुणाचल प्रदेश	दिबांग	एस	1570.2	2355	
40	ओजु -I	अरुणाचल प्रदेश	सुबानसिरी	आरओआर	680.3	1925	पीएफआर-700 मेगावाट
41	ओजु -II	अरुणाचल प्रदेश	सुबानसिरी	आरओआर	912.7	2580	पीएफआर-1000 मेगावाट
42	निअरे	अरुणाचल प्रदेश	सुबानसिरी	आरओआर	560.5	1405	पीएफआर-800 मेगावाट



अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 21

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
43	नाबा	अरुणाचल प्रदेश	सुबानसिरी	आरओआर	514.2	1290	पीएफआर-1000 मेगावाट
44	हेगिओ	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	166.0	250	
45	कुरुंग बांध -I	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	एस	130.3	200	पीएफआर-330 मेगावाट
46	कुरुंग बांध -II	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	74.3	115	
47	टाम्मु	अरुणाचल प्रदेश	सिऊ	आरओआर	37.0	55	
48	मिल्ली	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	29.2	75	
49	सापे	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	16.8	38	
50	चोमि	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	35.0	80	
51	चेला	अरुणाचल प्रदेश	कुरुंग	आरओआर	32.2	75	
52	न्येपिन	अरुणाचल प्रदेश	पायाम	आरओआर	14.0	32	
53	हिए	अरुणाचल प्रदेश	पायाम	आरओआर	17.8	41	
54	तामेन	अरुणाचल प्रदेश	कमाला	आरओआर	98.7	175	
55	पार	अरुणाचल प्रदेश	दिकरोंग	आरओआर	29.0	65	
56	डाई	अरुणाचल प्रदेश	दिकरोंग	आरओआर	27.0	60	
57	याजाली स्टोरेज	अरुणाचल प्रदेश	रंगा	एस	62.3	95	
58	दुघमुख स्टोरेज	अरुणाचल प्रदेश	दिकरोंग	एस	111.3	170	
59	सुबानसिरी बांध	अरुणाचल प्रदेश	सुबानसिरी	एस	3011.7	4520	सीईए सीएल 2000 मेगावाट, सुबान लोअर आई/ओ-4.5 मेगावाट
60	टागो -I	अरुणाचल प्रदेश	यारजाप	आरओआर	24.0	55	
61	टागो -II	अरुणाचल प्रदेश	सियोम	आरओआर	6.3	13	
62	यजाली प्रभाग -II	अरुणाचल प्रदेश	रंगा	आरओआर	276.3	415	
63	सीरी	अरुणाचल प्रदेश	जिजिया दौल	एस	10.7	16	
64	किमिन	अरुणाचल प्रदेश	पांयोर	आरओआर	14.8	22	
65	विचीम II	अरुणाचल प्रदेश	विचीम	आरओआर	134.7	205	
66	भरेली लिफ्ट बांध -I	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	144.2	240	पीएफआर-1120 मेगावाट
67	भरेली लिफ्ट बांध -II	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	196.8	330	पीएफआर-600 मेगावाट
68	टेंगा	अरुणाचल प्रदेश	टेंगा	एस	181.3	275	पीएफआर-600 मेगावाट
69	कार्मेग बांध	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	एस	184.5	280	पीएफआर-600 मेगावाट
70	किमी	अरुणाचल प्रदेश	बिचीम	आरओआर	356.5	535	
71	चांदा	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	26.8	110	पीएफआर-110 मेगावाट
72	बाडाओ	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	31.2	120	पीएफआर-120 मेगावाट
73	रेन्बी	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	7.8	30	
74	पारा	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	आरओआर	13.7	55	
75	तालांग	अरुणाचल प्रदेश	कार्मेग	एस	36.2	150	पीएफआर-300 मेगावाट
76	साचुक	अरुणाचल प्रदेश	पाचुक	आरओआर	18.2	47	
77	कपाक लेयाक	अरुणाचल प्रदेश	पाचुक	आरओएस	49.8	195	पीएफआर-160 मेगावाट
78	लाचुंग	अरुणाचल प्रदेश	पाची	आरओआर	10.8	41	
79	फानचुंग	अरुणाचल प्रदेश	पाची	आरओआर	22.8	90	पीएफआर-60 मेगावाट
80	उतुंग	अरुणाचल प्रदेश	बिचीम	आरओआर	51.0	110	पीएफआर-100 मेगावाट
81	नाजोंग	अरुणाचल प्रदेश	बिचीम	आरओएस	30.5	65	
82	डिब्रिन	अरुणाचल प्रदेश	बिचीम	आरओआर	44.8	95	पीएफआर-100 मेगावाट
83	खुइताम	अरुणाचल प्रदेश	डिगेन	आरओआर	15.5	29	
84	बुट	अरुणाचल प्रदेश	डिगेन	आरओआर	14.0	26	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 22

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
85	माथीथिम्	अरुणाचल प्रदेश	डिगेन	आरओआर	19.7	40	
86	बिचीम स्टोरेज	अरुणाचल प्रदेश	बिचीम	एस	124.2	190	
87	पिसांग	अरुणाचल प्रदेश	कुरु	एस	20.5	31	
88	तारंग वारंग	अरुणाचल प्रदेश	पाचा	आरओआर	15.7	65	पीएफआर-30 मेगावाट
89	रोपला	अरुणाचल प्रदेश	पाचा	आरओआर	12.0	46	
90	पासार	अरुणाचल प्रदेश	पासार	एस	21.0	32	
91	पाक्के	अरुणाचल प्रदेश	पाक्के	आरओआर	29.0	120	पीएफआर-110 मेगावाट
92	सेबा	अरुणाचल प्रदेश	पाक्के	आरओआर	26.5	105	पीएफआर-80 मेगावाट
93	पापु	अरुणाचल प्रदेश	पापु	एस	104.3	160	पीएफआर-200 मेगावाट
94	ताबाय	अरुणाचल प्रदेश	पाचुक	आरओआर	9.5	24	
95	डुम	अरुणाचल प्रदेश	डिगेन	आरओआर	2.8	4	
96	दजरंग	अरुणाचल प्रदेश	सांदली	आरओआर	4.0	6	
97	थेम्बांग	अरुणाचल प्रदेश	डिगेन	आरओआर	11.8	20	
98	चाउरेटे	अरुणाचल प्रदेश	पापु	आरओआर	8.2	25	
99	यांगमान स्टोर	अरुणाचल प्रदेश	बुरहि दिहिंग	एस	38.8	60	
100	तिपांग	अरुणाचल प्रदेश	तिराप	एस	50.5	80	
101	लुंगचांग	अरुणाचल प्रदेश	तिराप	आरओआर	13.3	21	
102	म्योपनांग	अरुणाचल प्रदेश	बुरहि दिहिंग	आरओआर	10.8	16	
103	दिखु लिफ्ट बांध	नागालैंड	दिखु	एस	81.8	125	पीएफआर-140 मेगावाट
104	यांगन्यू स्टोर	नागालैंड	दिखु	एस	90.2	135	पीएफआर-80 मेगावाट
105	झांडी स्टोरेज	नागालैंड	झांडी	एस	49.0	75	
106	दोयांग - V	नागालैंड	दोयांग	एस	35.3	55	आई/सी -75 मेगावाट
107	दिखु बांध चरण	नागालैंड	दिखु	आरओआर	310.5	470	
108	झांडी लिफ्ट बांध	नागालैंड	झांडी	आरओआर	12.3	21	
109	दीकूपानी	नागालैंड	दीफू	एस	6.3	9	
110	रंगमा	नागालैंड	रंगमा	एस	8.0	12	
111	दोयांग - IV	नागालैंड	दोयांग	आरओआर	12.0	18	
112	दोयांग - III	नागालैंड	दोयांग	आरओआर	8.7	13	
113	दोयांग - II	नागालैंड	दोयांग	आरओआर	9.3	14	
114	दोयांग - I	नागालैंड	दोयांग	एस	10.7	16	
115	सरवाई - II	नागालैंड	तिजू	आरओआर	20.3	31	
116	खुजाणी	नागालैंड	तिजू	एस	21.5	32	
117	रुंर	नागालैंड	जांगकि	एस	24.0	36	
118	जुंगकी	नागालैंड	जांगकि	एस	32.3	48	
119	तारुली	नागालैंड	तिजू	आरओआर	52.0	80	
120	तिजू	नागालैंड	तिजू	एस	243.0	365	पीएफआर-150 मेगावाट
121	सखाई - I	नागालैंड	तिजू	एस	5.3	8	
122	सखाई - II	नागालैंड	तिजू	आरओआर	7.0	11	
123	दिल्ली स्टोर	असम	दिसांग	एस	21.6	33	
124	दिसाई बांध चरण	असम	दिसाई	एस	10.2	15	
125	कलेनी	असम	कलेनी	एस	9.7	15	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 23

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
126	जमुना बांध चरण	असम	जमुना	एस	19.0	26	
127	दियूंग बांध चरण	असम	दियूंग	एस	31.5	47	
128	लांगे	असम	बोड़पानी	आरओआर	24.3	37	
129	कोपिली I	असम	कोपिली	एस	21.8	50	आई/ओ 250 मेगावाट
130	कोपिली II	असम	कोपिली	एस	91.0	265	आई/ओ 25 मेगावाट
131	लोअर बोड़पानी	असम	बोड़पानी	आरओआर	57.5	90	आई/सी-100 मेगावाट
132	अमरिंग	असम	अमरिंग	एस	26.5	40	
133	अपर बोड़पानी	असम	बोड़पानी	एस	37.7	60	वापस-60 मेगावाट
134	उमरिना	मेघालय	कुलसी	आरओआर	8.2	14	
135	उमलाफांग	मेघालय	उमियान	आरओआर	14.2	28	आई/सी-36 मेगावाट
136	उमियाम उमत्रु - III	मेघालय	उमियान	आरओआर	27.0	41	आई/ओ 18 मेगावाट
137	उमियाम उमत्रु IV	मेघालय	उमियान	आरओआर	25.2	38	आई/सी-60 मेगावाट
138	उमियाम उमत्रु V	मेघालय	उमियान	आरओआर	18.0	27	एस और आई के अंतर्गत
139	उमियाम उमत्रु VI	मेघालय	उमियाम	एस	95.7	145	
140	सुमेर I	मेघालय	उमियाम	एस	7.5	11	
141	सुमेर II	मेघालय	उमत्रु	आरओआर	3.7	6	
142	उमत्रु (वर्तमान)	मेघालय	उमत्रु	आरओआर	9.3	11	आई/ओ 11 मेगावाट
143	सिमसांग बांध चरण	मेघालय	सौमेत्री	एस	40.8	65	
144	क्यंशी -I स्टोर	मेघालय	क्यंशी	एस	196.8	295	
145	सुशेन	मेघालय	म्यन्टडू	आरओआर	30.0	150	पीएफआर-65 मेगावाट
146	सलीम	मेघालय	म्यन्टडू	आरओआर	37.5	125	पीएफआर-170 मेगावाट
147	उमजाउट	मेघालय	उमजाउट	आरओआर	9.5	85	पीएफआर-69 मेगावाट
148	उमदूमा	मेघालय	उमन्नु	आरओआर	13.0	95	पीएफआर-57 मेगावाट
149	मानहु	मेघालय	उमन्नु	आरओआर	16.2	90	पीएफआर (मावहु)-120 मेगावाट
150	नौगलिगकिन	मेघालय	उमन्नु	आरओआर	11.7	47	
151	उमंगि स्टोरेज	मेघालय	उमंगि	एस	23.3	35	पीएफआर-54 मेगावाट
152	रांगमाव	मेघालय	उमंगि	आरओआर	16.0	42	पीएफआर-65 मेगावाट
153	नौगकोलाइट	मेघालय	उमंगि	आरओआर	55.8	180	पीएफआर-120 मेगावाट
154	नौगनाम	मेघालय	उमंगि	आरओआर	9.0	36	पीएफआर-50 मेगावाट
155	मावपत	मेघालय	उमंगि	आरओआर	10.5	55	पीएफआर-21 मेगावाट
156	क्यंशी II	मेघालय	उमरिलांग	आरओआर	116.2	175	
157	नौगमावतार	मेघालय	क्यंशी	आरओआर	7.7	29	
158	मावसिरपट	मेघालय	क्यंशी	आरओआर	11.7	45	
159	मावथाबा	मेघालय	क्यंशी	एस	26.3	70	
160	मावबलेइ स्टोरेज	मेघालय	क्यंशी	एस	44.2	100	पीएफआर-140 मेगावाट
161	आमागाम स्टोरेज	मेघालय	रौंगडी	एस	23.5	35	
162	उमंगोट स्टोर	मेघालय	उमंगोट	एस	125.5	265	सर्वेक्षण और जांच के अधीन
163	नौगपाडु	मेघालय	उमंगोट	आरओआर	16.2	24	
164	उमक्राम	मेघालय	क्यंशी	एस	7.3	11	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 24

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
165	सिद्धिगिरी		मेघालय	रोंगड़ी	आरओआर	12.7	19
166	तीस्ता ऊंचा बांध	पश्चिम बंगाल	तीस्ता	एस	1670.0	2505	आई/सी- 132 मेगावाट नीचा बांध III के०वि० प्रा० सीआई 160 मेगावाट नाया बांध V
167	रामभ -I	पश्चिम बंगाल	रामभ	आरओआर	17.0	70	
168	रामभ -II	पश्चिम बंगाल	रामभ	आरओआर	23.5	85	आई/ओ 50 मेगावाट
169	रामभ -III	पश्चिम बंगाल	रामभ	आरओआर	27.2	100	
170	जलढाका -I	पश्चिम बंगाल	जलढाका	आरओआर	31.7	36	आई/ओ 70 मेगावाट
171	जलढाका -II	पश्चिम बंगाल	जलढाका	आरओआर	10.2	12	आई/ओ - 8 मेगावाट
172	लुंगलोग स्टोरेज	मिजोरम	त्याओ	एस	459.0	690	पीएफआर-615 मेगावाट
173	बौइनो स्टोरेज	मिजोरम	कालदान	एस	420.7	635	पीएफआर-640 मेगावाट
174	कालदान स्टोरेज	मिजोरम	कालदान	एस	362.2	545	
175	मैरबी	मिजोरम	दालेश्वरी	एस	58.7	90	सीई सीआई 80 मेगावाट
176	सोनाई	मिजोरम	सोनाई	एस	35.0	55	
177	माट	मिजोरम	माट	एस	59.8	90	
178	डेह	मिजोरम	डेह	एस	17.0	26	
179	दालेश्वरी -I	मिजोरम	दालेश्वरी	एस	5.2	8	
180	तुईपाई	मिजोरम	तुईपाई	एस	15.3	23	
181	तुईकुंग लुई	मिजोरम	तुईकुंग लुई	एस	16.0	24	
182	दालेश्वरी II		दालेश्वरी	आरओआर	6.5	10	
183	लानिए -II	मणिपुर	लानिए	आरओआर	18.0	27	
184	लानिए -I	मणिपुर	लानिए	एस	22.5	34	
185	खोंगनेम चाखा -II	मणिपुर	बारक	एस	58.2	90	पीएफआर-67 मेगावाट
186	खोंगनेम चाखा -III	मणिपुर	बारक	आरओआर	31.5	48	
187	नुंगनांग	मणिपुर	इरांग	एस	44.0	70	
188	नुंगलीबान	मणिपुर	लेईमाटेक	एस	56.8	65	पीएफआर-105 मेगावाट
189	खुनोऊ	मणिपुर	लेईमाटेक	आरओआर	73.7	115	
190	थिंघाट	मणिपुर	तुईवेई	एस	27.2	41	
191	सिंजाल	मणिपुर	तुईवेई	एस	25.8	39	
192	बुंगपुइलॉंग	मणिपुर	तुईवेई	एस	52.1	80	
193	तिपाईमुख	मणिपुर	बारक	एस	339.0	510	
194	इरांग	मणिपुर	इरांग	एस	47.8	75	वापस-60 मेगावाट
195	पाबाराम स्टोरेज	मणिपुर	बारक	एस	155.0	232	पीएफआर-190 मेगावाट
196	लोकटाक	मणिपुर	लोकटाक	एस	70.0	105	आई/ओ -105 मेगावाट
197	तुईवेई	मणिपुर	तुईवेई	आरओआर	139.0	210	वापस-51 मेगावाट
198	खोंगनेम चाखा I	मणिपुर	बारक	एस	4.7	7	

अनुबंध 5.1  
25 का पृष्ठ 25

विभिन्न नदी तंत्रों में जल विद्युत योजनाएं  
(पुनः आकलन अध्ययन 1978-87 में यथा शिनाख्त)

क्र० सं०	योजना का नाम	राज्य	नदी का नाम	प्रकार	न्यूनतम 60% भार गुणक जल विद्युत क्षमता (मेगावाट)	संभावित संस्थापित क्षमता (मेगावाट)	टिप्पणी
199	खोंगनेम चाखा IV	मणिपुर	बारक	आरओआर	10.7	16	
200	गुमटी	त्रिपुरा	गुमती	एस	9.5	15	आई/ओ 15 मेगावाट
201	कालेप	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	11.3	41	
202	तलेम	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	17.0	65	पीएफआर-75 मेगावाट
203	जेडांग	सिक्किम	लहोनाक	आरओआर	50.8	185	
204	जेमा	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	33.5	125	
205	सेरूम	सिक्किम	सिबोकुंग	आरओआर	33.3	50	
206	लाचुंग	सिक्किम	लाचुंग	आरओआर	20.0	30	
207	रिंगपि	सिक्किम	रिंगपि	आरओआर	32.8	160	पीएफआर-70 मेगावाट
208	लिमजा	सिक्किम	रिंगपि	आरओआर	32.8	160	पीएफआर-120 मेगावाट
209	रुकल	सिक्किम	तोतंग	आरओआर	18.8	90	पीएफआर-33 मेगावाट
210	रंग्योंग	सिक्किम	तोतंग	आरओआर	36.2	175	पीएफआर-141 मेगावाट
211	डिक्चू	सिक्किम	डिक्चू	आरओआर	17.8	90	पीएफआर-105 मेगावाट
212	छेदा पाथिंग	सिक्किम	रोंगपो	आरओआर	11.0	55	
213	रोंगनि स्टोरेज	सिक्किम	रोंगनि	एस	56.0	95	पीएफआर-195 मेगावाट
214	माना	सिक्किम	जी रंजित	आरओआर	7.7	37	
215	योक्साम	सिक्किम	रातोंग	आरओआर	29.5	44	
216	मामियुम	सिक्किम	जी० रंजित	आरओआर	35.7	175	
217	गोम्पा	सिक्किम	जी० रंजित	आरओआर	9.5	46	
218	लिगशिप	सिक्किम	जी० रंजित	आरओआर	23.0	115	
219	चुन्थांग	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	283.5	830	
220	सिधिक	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	306.3	685	
221	पनान	सिक्किम	तोतुंग	आरओआर	47.3	230	पीएफआर-200 मेगावाट
222	मंगनन	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	94.3	445	
223	सामडोंग	सिक्किम	तिस्ता	आरओआर	58.5	280	
224	लोअर लग्याप	सिक्किम	रोंगापि	आरओआर	8.2	40	आई/ओ -105 मेगावाट
225	चुजाचेन	सिक्किम	रोंगपो	आरओआर	2.8	13	
226	सुंटेलीदार	सिक्किम	रोंगपो	आरओआर	5.2	25	
कुल (ब्रह्मपुत्र -226 योजनाएं)					34919.1	66065	

आई/ओ - प्रचालनरत  
आई/सी - निर्माणाधीन  
पीएफआर - प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट  
डीपीआर - विस्तृत परियोजना रिपोर्ट  
आरओआर - नदी का प्रवाह  
एस - जल संचयन

अनुबंध - 5.2

5 का पृष्ठ 1

162 जल-विद्युत योजनाओं (47930 मेगावाट) की व्यवहार्यता संबंधी रिपोर्ट के राज्य-वार परियोजना-वार ब्यौरे

162 जल-विद्युत योजनाओं (47930 मेगावाट) का व्यवहारात्मक संचयन रिपोर्ट के संयोजन पर संयोजन									
		योजना	परामर्शदाता	स्थापित क्षमता			शीर्ष (मीटर)	वार्षिक उर्जा (गीगा वाट प्रति घंटा)	प्रशुल्क (रुपए/किलो वाट प्रति घंटा)
				इकाईयों की संख्या	आकार (मेगावाट)	कुल (मेगावाट)			
आंध्र प्रदेश									
1		पौण्डुगारा	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	27	81	18.67	399.36	3.48
कुल (आंध्र प्रदेश)				3		81			
अरुणाचल प्रदेश									
2		कुरुंग और II	एनएचपीसी	3	110	330	151.00	1435.40	4.04
3		इमिनी	एनएचपीसी	4	125	500	125.00	1695.45	3.51
4		मिहुमडोन	एनएचपीसी	4	100	400	286.00	1451.75	3.60
5		अगोलाइन	एनएचपीसी	3	125	375	163.00	1267.38	3.51
6		नेईंग	एनएचपीसी	4	250	1000	245.00	5077.15	1.18
7		टाटो - II	एनएचपीसी	4	175	700	168.00	3465.90	1.48
8		हिरौंग	एनएचपीसी	4	125	500	285.00	2535.80	1.62
9		डुइमुख	एनएचपीसी	3	50	150	65.00	551.48	8.50
10		रिनॉंग	एनएचपीसी	3	50	150	166.50	649.58	3.61
11		डेमरे	एनएचपीसी	12	250	3000	138.00	10823.82	1.97
12		मिरक	एनएचपीसी	3	47	141	136.40	748.44	3.42
13		इटासिन	एनएचपीसी	16	250	4000	385.00	16071.60	1.70
14		नाबा	एनएचपीसी	4	250	1000	221.00	3995.25	2.14
15		एमूलिन	एनएचपीसी	3	140	420	132.00	1716.40	3.37
16		नियारे	एनएचपीसी	4	200	800	205.00	3356.62	2.02
17		ओजु -II	एनएचपीसी	4	250	1000	322.00	4629.93	1.46
18		इलांगो	एनएचपीसी	3	50	150	363.00	583.14	5.00
19		अदुनली	एनएचपीसी	4	125	500	264.00	2247.32	2.35
20		ओजु -I	एनएचपीसी	4	175	700	257.00	3291.58	2.08
21		इमरा -II	एनएचपीसी	3	130	390	278.00	1648.09	3.02
22		नालो	एनएचपीसी	4	90	360	221.00	1733.00	3.27
23		आशुपानी	एनएचपीसी	2	15	30	395.00	126.45	8.75
24		डेंगसर	एनएचपीसी	4	138	552	120.00	2666.71	3.28
25		सिमांग	एनएचपीसी	3	30	90	125.00	417.82	5.43
26		इटाब्यू	एनएचपीसी	3	55	165	378.00	883.66	3.43
27		पापु	एनईईपीसीओ	2	100	200	238.00	505.00	2.94
28		कार्मेग बांध	एनईईपीसीओ	5	120	600	65.00	2345.55	2.29
29		तालंग	एनईईपीसीओ	3	100	300	171.67	915.50	2.24
30		भारेली -II	एनईईपीसीओ	5	120	600	51.00	2345.00	1.67
31		टेंगा	एनईईपीसीओ	4	150	600	675.00	1046.50	3.52
32		कापकलेयाक	एनईईपीसीओ	4	40	180	245.00	627.95	1.74
33		पाक्के	एनईईपीसीओ	2	55	110	452.50	335.26	3.33
34		सेबु	एनईईपीसीओ	2	40	80	123.00	227.53	3.71
35		भारेली -I	एनईईपीसीओ	8	140	1120	95.33	4112.40	1.85
36		चांदा	एनईईपीसीओ	4	27.5	110	175.67	401.91	2.87
37		उतुंग	एनईईपीसीओ	3	33.3	100	291.00	359.13	3.10
38		बाडाओ	एनईईपीसीओ	4	30	120	154.50	448.67	2.32
39		फांचुंग	एनईईपीसीओ	2	30	60	157.13	174.83	3.24
40		तारंगभारंग	एनईईपीसीओ	2	15	30	185.55	92.88	2.88
41		डिबिनि	एनईईपीसीओ	2	50	100	151.24	332.00	2.23
42		कलाई	डब्ल्यूएपीसीओएस	10	260	2600	193.21	10608.64	1.01
43		हटलंग	डब्ल्यूएपीसीओएस	12	250	3000	166.77	9901.00	1.28
कुल (अरुणाचल प्रदेश) 42 योजनाएं				182		27293			

परिशिष्ट 5.2

5 का पृष्ठ 2

162 जल विद्युत स्कीमों (47,930 मेगावाट) के लिए प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट का राज्यवार परियोजनावार व्योरा

	स्कीम	उपनगर/प्रदाता	संस्थापित क्षमता			शीर्ष (मीटर)	वार्षिक उर्जा (गीगा वाट घंटा)	प्रशुल्क (रु०/ किलो वाट घंटा)
			इकाइयों की संख्या	आकार (मेगावाट)	कुल (मेगावाट)			
44	कोट्टी	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	50	150	38.99	330.95	5.48
45	नुगूर-II	डब्ल्यूएपीसीओएस	5	42	210	16.66	787.78	4.16
46	नुगूर-I	डब्ल्यूएपीसीओएस	5	34	170	24.54	316.13	4.89
47	रेहर-I	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	57	171	46.84	264.38	8.70
48	रेहर-II	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	49	147	38.17	290.32	5.16
कुल (छत्तीसगढ़) - 5 स्कीम			9		848			
हिमाचल प्रदेश								
49	यांग थांग	एचपीएसईबी	3	87	261	186.45	938.02	2.08
50	बरडांग	एचपीएसईबी	3	38	114	55.00	424.48	2.91
51	घासोपा	एचपीएसईबी	3	36	114	169.00	534.25	2.09
52	जांगी थोपन	एचपीएसईबी	3	160	480	174.14	1779.45	2.00
53	गोघोला	एचपीएसईबी	3	48	144	134.00	570.19	1.92
54	खोकसार	एचपीएसईबी	3	30	90	99.00	351.91	2.46
55	छत्रू	एचपीएसईबी	3	36	108	160.00	455.72	2.69
56	घम्बा	एचपीएसईबी	3	42	126	110.00	646.82	1.48
57	बजोली होली	एचपीएसईबी	3	60	180	278.00	782.98	2.03
58	टिडांग-II	एचपीएसईबी	2	35	70	575.00	258.18	2.02
59	दुहरी	एचपीएसईबी	3	155	465	88.00	1825.13	2.41
60	थोपन पोवारी	एचपीएसईबी	3	160	480	161.14	1786.26	1.81
61	टिडांग-I	एचपीएसईबी	2	30	60	511.50	211.85	2.71
62	खाब-I	एसजेवीएनएल	3	150	450	170.00	1551.00	2.24
63	खाब-II	एसजेवीएनएल	3	62	186	70.00	640.00	3.04
कुल (हिमाचल प्रदेश) 15 स्कीम			43		3328			
जम्मू व कश्मीर								
64	दुमखार	एनएचपीसी	3	15	45	27.80	219.18	4.66
65	कान्युन्चे	एनएचपीसी	3	15	45	28.76	223.02	4.71
66	खल्सी	एनएचपीसी	3	20	60	33.00	272.60	4.10
67	टकमाचिंग	एनएचपीसी	3	10	30	18.53	145.52	5.54
68	करकीट	एनएचपीसी	3	10	30	26.90	153.11	5.40
69	शमनोट	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	92.5	370	56.33	1650.19	1.69
70	रेटल	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	140	560	92.33	2483.37	1.40
71	किरु	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	107.5	430	105.33	1935.77	0.77
72	कवार	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	80	320	74.00	1426.56	1.09
73	बिचलारी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	17.5	35	462.60	148.29	1.11
74	बेरिनियम	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	120	240	117.77	1170.34	2.54
75	भुआस	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	115	230	115.70	1117.87	2.94
76	ऊज	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	70	280	143.33	465.06	5.06
कुल (जम्मू व कश्मीर) - 13 स्कीम			41		2675			
कर्नाटक								
77	कालिनाडी चरण-II	केपीसीएल	2	150	300	407.67	610.00	1.67
78	तमनकाल	केपीसीएल	2	150	300	87.29	401.00	3.32
79	गुडिया	केपीसीएल	2	150	300	600.00	616.00	1.41
80	गंगावली	केपीसीएल	2	200	400	378.30	759.00	1.46
81	अग्नाशिनी	केपीसीएल	4	150	600	427.00	1431.00	1.07
कुल (कर्नाटक) - 5 स्कीम			12		1900			

परिशिष्ट 5.2

5 का पृष्ठ 3

162 जल विद्युत स्कीमों (47,930 मेगावाट) के लिए प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट का राज्यवार परियोजनावार ब्योरा

	स्कीम	परामर्शदाता	संस्थापित क्षमता			शीर्ष (मीटर)	वार्षिक उर्जा (गीगा वाट घंटा)	प्रशुल्क (रु०/ किलो वाट घंटा)
			इकाइयों की संख्या	आकार (मेगावाट)	कुल (मेगावाट)			
केरल								
82	पेरिआंजकुल्ली	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	30	60	262.90	86.30	6.25
83	कराप्पा कुरिआकुट्टी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	18	66	390.00	126.10	7.88
			2	15		307.00		
कुल (केरल) 2 स्कीमें			6		126			
मध्य प्रदेश								
84	बसानिआ	एनएचपीसी	3	30	90	38.00	240.00	17.23
85	बीरास	एनएचपीसी	3	18.33	55	17.50	248.43	3.96
86	होशंगाबाद	एनएचपीसी	3	20	60	16.50	288.21	4.10
कुल (मध्य प्रदेश) - 3 स्कीमें			9		205			
महाराष्ट्र								
87	कसायी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	12.5	25	40.87	33.32	18.16
88	हिरण्यकेशी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	9	18	36.10	23.76	20.26
89	काडवी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	11	22	36.30	29.59	34.03
90	कुंभी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	8.5	17	37.48	22.93	35.19
91	वैनगंगा	डब्ल्यूएपीसीओएस	5	21	105	19.74	246.15	3.66
92	प्राणहिता	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	24	48	25.30	135.96	10.32
93	घरगांव	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	13	52	9.84	74.47	15.50
94	कुंघारा	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	18	72	12.77	133.40	11.34
95	साम्दा	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	13	52	10.64	83.40	14.11
कुल (महाराष्ट्र) - 9 स्कीमें			27		411			
मणिपुर								
96	नंगलीबन	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	52.5	105	82.42	268.93	5.16
97	खोंगनाम चक्का केन्द्र-II	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	33.5	67	281.25	192.84	4.59
98	पबाराम	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	95	190	116.67	474.77	4.33
कुल (मणिपुर) - 3 स्कीमें			6		362			
मेघालय								
99	उमजीत	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	23	69	375.20	276.70	1.51
100	उमदूना	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	19	57	253.17	231.24	1.66
101	मौहु	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	40	120	438.15	482.96	1.40
102	सेलिम	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	85	170	433.67	534.68	2.02
103	उमनगी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	27	54	304.75	89.65	2.86
104	रंगमौ	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	32.5	65	321.00	229.60	2.32
105	नौगनम	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	25	50	215.17	212.59	2.44
106	मोपुत	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	7	21	93.42	83.95	4.07
107	नौगकोनैत	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	60	120	463	332.87	1.97
108	सुरोन	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	32.5	65	114.58	220.6	3.85
109	मौब्लेई	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	70	140	400.33	303.66	4.44
कुल (मेघालय) - 11 स्कीमें			26		931			
मिजोरम								
110	तुगलैंग	डब्ल्यूएपीसीओएस	5	163	815	219.67	1169.06	4.17
111	त्लांग	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	22.5	45	123.67	151.67	5.84
112	बोईनू	डब्ल्यूएपीसीओएस	4	160	640	158.67	1118.93	4.83
कुल (मिजोरम) - 3 स्कीमें			11		1500			



## परिशिष्ट 5.2

5 का पृष्ठ 4

162 जल विद्युत स्कीमों (47,930 मेगावाट) के लिए प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट का राज्यवार परियोजनावार ब्योरा

	स्कीम	परामर्शदाता	संस्थापित क्षमता			शीर्ष (मीटर)	वार्षिक उर्जा (गीगा वाट घंटा)	प्रशुल्क (रु०/ किलो वाट घंटा)
			इकाइयों की संख्या	आकार (मेगावाट)	कुल (मेगावाट)			
नागालैंड								
113	तिजु	एनईईपीसीओ	3	50	150	64.19	568.41	2.56
114	यंग्नु	एनईईपीसीओ	2	40	80	115	176.45	4.48
115	दिखु	एनईईपीसीओ	4	35	140	79.44	513.41	2.8
कुल (नागालैंड) - 3 स्कीमें			9		370			
उड़ीसा								
116	लोअर कोलाब	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	155	465	196.9	845.86	7.1
117	बलजोरी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	89	178	165.75	479.8	6.9
118	टिकरपास	डब्ल्यूएपीसीओएस	7	37	259	16.97	828.37	3.69
119	नराज	डब्ल्यूएपीसीओएस	7	41	287	16.14	759.31	4.92
कुल (उड़ीसा) - 4 स्कीमें			19		1189			
सिक्किम								
120	दिक्चु	एनएचपीसी	3	35	105	352	469	2.15
121	रॉन्गी स्टोरेज	एनएचपीसी	3	85	195	442	522	8.8
122	पनान	एनएचपीसी	4	50	200	312	762	2.15
123	लिग्जा	एनएचपीसी	3	40	120	736	477.51	2.85
124	रुकेल	एनएचपीसी	3	11	33	537.1	149.41	5.48
125	रेगयोग	एनएचपीसी	3	47	141	723.18	639.52	2.7
126	रिंभी	एनएचपीसी	2	35	70	1106.37	317.41	3.17
127	साघेन	एनएचपीसी	3	70	210	350	865.94	2.35
128	तौस्ता-I	एनएचपीसी	4	80	320	576.85	1298.12	1.8
129	तलेम	एनएचपीसी	3	25	75	393.19	305.48	4.34
कुल (सिक्किम) - 10 स्कीमें			31		1469			
उत्तरांचल								
130	बदरीनाथ	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	70	140	459.67	702.7	0.81
131	ईशघाटी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	32.5	65	108.9	293.48	1.8
132	हरसेल	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	70	210	281.33	920.57	1.1
133	जेलम तमक	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	30	60	195.58	268.12	1.71
134	मलेरी जेलम	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	27.5	55	200.33	243.07	1.8
135	करमोली	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	70	140	420	621	1.3
136	कलिका दंतु	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	115	230	100	1067.3	2.95
137	सिरकारी भ्योल रूपसिआ-बागर	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	70	210	388.97	967.97	1.55
138	जधमंगा	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	25	50	142.6	220.88	2.19
139	गंगोत्री	डब्ल्यूएपीसीओएस	1	55	55	336.33	264.76	1.62
140	खरतोई लुम्ती तल्ली	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	27.5	55	56.6	241.51	3
141	रूपसिआ बागर खासियाबाड़ा	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	130	260	449.47	1195.63	1.59
142	गर्बा तावाघाट	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	210	630	470.97	2483.11	0.9
143	देवदी	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	30	60	560.3	296.76	1.37
144	धंगेर चल	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	120	240	292.83	853.28	1.13
145	बोगुदियार-सिरकारीभ्याल	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	85	170	344.47	744	1.99
146	गर्पांग-बोगुदियार	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	100	200	465.07	882.04	1.3
147	ऋषि गंगा-I	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	35	70	536.17	327.3	1.18
148	ऋषि गंगा-II	डब्ल्यूएपीसीओएस	1	35	35	236.96	164.64	2.22
149	भेला उत्थिंग	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	115	230	255.5	816.73	1.4
150	गोहाना टाल	डब्ल्यूएपीसीओएस	2	30	60	584.52	269.35	1.64

## परिशिष्ट 5.2

5 का पृष्ठ 5

162 जल विद्युत स्कीमों (47,930 मेगावाट) के लिए प्रारंभिक संभाव्यता रिपोर्ट का राज्यवार परियोजनावार ब्योरा

	स्कीम	परामर्शदाता	संस्थापित क्षमता			शीर्ष (मीटर)	वार्षिक उर्जा (गीगा वाट घंटा)	प्रशुल्क (रु०/ किलो वाट घंटा)
			इकाइयों की संख्या	आकार (मेगावाट)	कुल (मेगावाट)			
151	देवसारी	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	100	300	227.5	878.5	2.77
152	चौकांग बालिगा	डब्ल्यूएपीसीओएस	3	110	330	455.2	1124.62	1.68
153	अराकोट टीजनी	यूजेवीएनएल	3	24	72	250.2	382.9	1
154	जखोल संकरी	यूजेवीएनएल	3	11	33	364	144	1.71
155	नैतवार मोरी	यूजेवीएनएल	3	11	33	76	151	1.85
156	उरथिंग सोबारा	यूजेवीएनएल	4	70	280	414.96	1350.73	1.49
157	लता तपोवन	यूजेवीएनएल	4	77.5	310	265	1123	2.21
158	तमक लता	यूजेवीएनएल	4	70	280	291.4	1040.7	2.3
159	तालुका संकरी	यूजेवीएनएल	2	70	140	564.9	559.47	1.33
160	बगीछी डेम	यूजेवीएनएल	3	24	72	139.5	340.7	4.1
181	नंद प्रयाग	यूजेवीएनएल	3	47	141	72	794	2.05
182	रामगंगा	यूजेवीएनएल	3	22	66	100.1	327	3.25
कुल (उत्तरांचल) - 33 स्कीम			81		5282			
कुल योग - 162 स्कीम			525		47930			

परिशिष्ट - 5.3

4 का पृष्ठ 1

**78 जल विद्युत स्कीमों (34020 मेगावाट) की विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी/कार्यान्वयन का राज्यवार परियोजनावार ब्योरा**

क्र० सं०	स्कीम	राज्य	आईसी (मेगावाट)	प्रथम वर्ष प्रशुल्क (रु०/किलोवाट घंटा)	जिस संगठन को कार्यान्वयन सौंपा गया	टिप्पणी
<b>अरुणाचल प्रदेश</b>						
1	एटालिन	अरुणाचल प्रदेश	4000	2.17	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए
2	अदुन्ती	अरुणाचल प्रदेश	500	2.35	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए
3	नाबा	अरुणाचल प्रदेश	1000	2.14	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए/पर्यावरण एवं वन मंत्रालय की समस्या
4	निआरे	अरुणाचल प्रदेश	800	2.02	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए/पर्यावरण एवं वन मंत्रालय की समस्या
	<b>कुल (एनएचपीसी)</b>		<b>6300</b>			
5	डेमवे	अरुणाचल प्रदेश	3000	1.97	एनईईपीसीओ	कार्यान्वयन के लिए
6	कार्मेग बांध	अरुणाचल प्रदेश	600	2.29	एनईईपीसीओ	कार्यान्वयन के लिए/11वीं योजना में शामिल
7	तालौंग	अरुणाचल प्रदेश	300	2.24	एनईईपीसीओ	कार्यान्वयन के लिए
8	भरेली-II	अरुणाचल प्रदेश	600	1.67	एनईईपीसीओ	कार्यान्वयन के लिए/11वीं योजना में शामिल
9	भरेली -I	अरुणाचल प्रदेश	1120	1.85	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए/11वीं योजना में शामिल
10	कपक लेयक	अरुणाचल प्रदेश	160	1.74	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए/11वीं योजना में शामिल
11	बदाओ	अरुणाचल प्रदेश	120	2.32	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए
12	डिम्बीन	अरुणाचल प्रदेश	100	2.23	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए
13	ओजू-II	अरुणाचल प्रदेश	1000	1.46	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए/पर्यावरण एवं वन मंत्रालय की समस्या
14	ओजू-I	अरुणाचल प्रदेश	700	2.08	एनईईपी सीओ	कार्यान्वयन के लिए/पर्यावरण एवं वन मंत्रालय की समस्या
	<b>कुल (एनईईपीसीओ)</b>		<b>7700</b>			
15	हुटौंग	अरुणाचल प्रदेश	3000	1.28	एनटीपीसी	कार्यान्वयन के लिए
16	कलाई	अरुणाचल प्रदेश	2600	1.01	एनटीपीसी	कार्यान्वयन के लिए
	<b>कुल (एनटीपीसी)</b>		<b>5600</b>			
17	नेईग	अरुणाचल प्रदेश	1000	1.18	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
18	ताटो-II	अरुणाचल प्रदेश	700	1.48	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
अच्छूट !	हिरौंग	अरुणाचल प्रदेश	500	1.32	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
	<b>कुल (आईपीपी)</b>		<b>2200</b>			
	<b>कुल</b>		<b>21800</b>			
<b>मेघालय</b>						
20	उमदूना	मेघालय	57	1.88	सीडब्ल्यूसी	केवल विस्तृत परियोजना रिपोर्ट की तैयारी के लिए
21	सेलिम	मेघालय	170	2.02	सीडब्ल्यूसी	केवल विस्तृत परियोजना रिपोर्ट की तैयारी के लिए
	<b>कुल (सीडब्ल्यूसी)</b>		<b>227</b>			

परिशिष्ट - 5.3

4 का पृष्ठ 2

78 जल विद्युत स्कीमों (34020 मेगावाट) की विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी/कार्यान्वयन का राज्यवार परियोजनावार व्योरा

क्र० सं०	स्कीम	राज्य	आईसी (मेगावाट)	प्रथम वर्ष प्रशुल्क (रु०/किलोवाट घंटा)	जिस संगठन को कार्यान्वयन सौंपा गया	टिप्पणी
22	मीहू	मेघालय	120	1.4	एनईईपीसीओ	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (एनईईपीसीओ)		120			
23	नांगकोलेत	मेघालय	120	1.97	एमईएसईबी	कार्यान्वयन के लिए
24	नांगनॉ	मेघालय	50	2.44	एमईएसईबी	कार्यान्वयन के लिए
25	रंगमा	मेघालय	65	2.32	एमईएसईबी	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (एमईएसईबी)		235			
	कुल		582			
सिक्किम						
26	लाचन	सिक्किम	210	2.35	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (एनएचपीसी)		210			
27	दिकचू	सिक्किम	105	2.15	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
28	पनात	सिक्किम	200	2.15	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
29	तीस्ता-I	सिक्किम	320	1.82	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (आईपीपी)		625			
	कुल		835			
हिमाचल प्रदेश						
30	जांगी थोपन	हिमाचल प्रदेश	480	2	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
31	खोकसर	हिमाचल प्रदेश	90	2.46	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
32	धरोपा	हिमाचल प्रदेश	114	2.09	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
33	गोधूला	हिमाचल प्रदेश	144	1.92	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
34	थोपन पोवारी	हिमाचल प्रदेश	480	2.81	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए/11वीं योजना में शामिल
35	चम्ब	हिमाचल प्रदेश	126	1.48	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
36	बजौली होली	हिमाचल प्रदेश	180	2.03	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
37	यागथांग	हिमाचल प्रदेश	261	2.39	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
38	टिडिंग-III	हिमाचल प्रदेश	70	2.02	एचपीएसईबी	केवल डीपीआर के कार्यान्वयन के लिए
	कुल (एचपीएसईबी)		1945			
39	खाद-I	हिमाचल प्रदेश	450	2.24	एसजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
40	लुहरी	हिमाचल प्रदेश	465	2.41	एसजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (एसजेवीएनएल)		915			
	कुल		2860			

परिशिष्ट - 5.3

4 का पृष्ठ 3

**78 जल विद्युत स्कीमों (34020 मेगावाट) की विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी/कार्यान्वयन का राज्यवार परियोजनावार ब्योरा**

क्र० सं०	स्कीम	राज्य	आईसी (मेगावाट)	प्रथम वर्ष प्रशुल्क (रु०/किलोवाट घंटा)	जिस संगठन को कार्यान्वयन सौंपा गया	टिप्पणी
<b>जम्मू एवं कश्मीर</b>						
41	शमनोट	जम्मू व कश्मीर	370	1.69	एनएचपीसी	केवल डीपीआर तैयार करने के लिए
42	रैटल	जम्मू व कश्मीर	560	1.40	एनएचपीसी	केवल डीपीआर तैयार करने के लिए
43	किरु	जम्मू व कश्मीर	430	0.77	एनएचपीसी	केवल डीपीआर तैयार करने के लिए
44	कवार	जम्मू व कश्मीर	320	1.09	एनएचपीसी	केवल डीपीआर तैयार करने के लिए
	<b>कुल (एनएचपीसी)</b>		<b>1680</b>			
45	बिचलारी	जम्मू व कश्मीर	35	1.11	डब्ल्यूएपीसीओएस	केवल डीपीआर तैयार करने के लिए
	<b>कुल (डब्ल्यूएपीसीओएस)</b>		<b>35</b>			
	<b>कुल</b>		<b>1715</b>			
<b>उत्तरांचल</b>						
46	जखोल संकरी	उत्तरांचल	33	1.71	एसजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
47	नैतवार-मोरी (क्षेत्रा मोरी)	उत्तरांचल	33	1.85	एसजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
	<b>कुल (एसजेवीएनएल)</b>		<b>66</b>			
48	जघगंगा	उत्तरांचल	50	2.19	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
49	करपाली	उत्तरांचल	140	1.3	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
50	जेलम तमक	उत्तरांचल	60	1.71	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
51	मलेरी जेलम	उत्तरांचल	55	1.8	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
52	गोहाना ताल	उत्तरांचल	60	1.64	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
53	बोकांग बलिंग	उत्तरांचल	330	1.68	टीएचडीसी	कार्यान्वयन के लिए
	<b>कुल (टीएचडीसी)</b>		<b>895</b>			
54	छंगेरचल	उत्तरांचल	240	1.13	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए
55	गर्बा तवाघाट	उत्तरांचल	630	0.9	एनएचपीसी	कार्यान्वयन के लिए
	<b>कुल (एनएचपीसी)</b>		<b>870</b>			
56	रूपसिआ बागर खासियाबागर	उत्तरांचल	260	1.59	एनटीपीसी	कार्यान्वयन के लिए
57	लता तपोवन	उत्तरांचल	310	2.21	एनटीपीसी	कार्यान्वयन के लिए/11 वीं योजना में शामिल/आईसी 162 मेगावाट के लिए डीपीआर तैयार
	<b>कुल (एनटीपीसी)</b>		<b>570</b>			
58	सेला उरथिंग	उत्तरांचल	230	1.4	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
59	भैरोंघाटी	उत्तरांचल	65	1.8	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
60	नंद प्रयाग	उत्तरांचल	141	2.05	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
61	तमक लता	उत्तरांचल	280	2.3	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
62	हारसिल	उत्तरांचल	210	1.1	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
63	सिरकारी श्योल रूपसिआबागर	उत्तरांचल	210	1.55	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
64	गंगोत्री	उत्तरांचल	55	1.62	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए

परिशिष्ट - 5.3

4 का पृष्ठ 4

78 जल विद्युत स्कीमों (34020 मेगावाट) की विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी/कार्यान्वयन का राज्यवार परियोजना वार ब्योरा

क्र० सं०	स्कीम	राज्य	आईसी (मेगावाट)	प्रथम वर्ष प्रशुल्क (रु०/किलोवाट घंटा)	जिस संगठन को कार्यान्वयन सौंपा गया	टिप्पणी
65	अरकोट टियूनी	उत्तरांचल	72	1.00	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए / 11 वीं योजना में शामिल
66	तादुका संकरी	उत्तरांचल	140	1.33	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए
67	त्रिवि गंगा-I	उत्तरांचल	70	1.21	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए / पर्यावरण और वन मंत्रालय की समस्या
68	त्रिविगंगा 2	उत्तरांचल	35	2.22	यूजेवीएनएल	कार्यान्वयन के लिए / पर्यावरण और वन मंत्रालय की समस्या
	कुल (यूजेवीएनएल)		1588			
69	बोगडियार सरकारी भ्याल	उत्तरांचल	170	1.99	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
70	बदरीनाथ	उत्तरांचल	140	0.81	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
71	मर्पा - बोगडियार	उत्तरांचल	200	1.3	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
72	उरथिंग सोब्ला	उत्तरांचल	280	1.49	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
73	देवरी	उत्तरांचल	60	1.37	आईपीपी	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (आईपीपी)		650			
	कुल		4559			
<b>कर्नाटक</b>						
74	गुंडिया	कर्नाटक	300	1.41	केपीसीएल	कार्यान्वयन के लिए / 11 वीं योजना में शामिल
75	कासीनाडि चरण-III	कर्नाटक	300	1.87	केपीसीएल	कार्यान्वयन के लिए
76	गंगावाली	कर्नाटक	400	1.46	केपीसीएल	कार्यान्वयन के लिए
77	अग्गाशिनी	कर्नाटक	600	1.12	केपीसीएल	कार्यान्वयन के लिए
	कुल (केपीसीएल)		1600			
	कुल		1888			
<b>ऐसी स्कीम जिनके विस्तृत परियोजना रिपोर्टों की तैयारी/कार्यान्वयन के लिए हाथ में नहीं ली जा रही हैं</b>						
78	उमर्जात	मेघालय	69	1.51		ग्रेटर शिलोंग जलापूर्ति योजना परियोजना के मार्ग में आ रही है
	कुल		69			
	कुल योग		34020			

## अध्याय 6

## गैर-परम्परागत ऊर्जा स्रोत

## 6.0 प्रस्तावना

हमारे देश में पवन, लघु जल विद्युत संयंत्र, बायो मास और सौर ऊर्जा जैसे गैर-परम्परागत स्रोतों से विद्युत उत्पन्न करने की पार संभावनाएं हैं। कोयला और गैस जैसे जीवाश्मी ईंधनों की सीमित उपलब्धता ने, इन स्रोतों ने शक्ति उत्पादन करने की महत्वता को ओर बढ़ाया है। इसके अलावा, ये स्रोत ऐसे दूरस्थ स्थानों पर जहां ग्रिड का विस्तार करना व्यवहार्य नहीं है शक्ति की आवश्यकता की पूर्ति करने हेतु एक विशिष्ट आकर्षक समाधान मुहैया कराते हैं। अतः परम्परागत स्रोतों से संपूरक शक्ति हेतु शक्ति का उत्पादन करने के सभी प्रयास किए जा रहे हैं।

## 6.1 गैर-परम्परागत ऊर्जा स्रोतों का विकास

देश में पवन, लघु जल विद्युत संयंत्र, सौर, अपशिष्ट पदार्थों से ऊर्जा और बायो मास जैसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पन्न करने हेतु कुल अनुमानित मध्यावधि शक्ति संभाव्यता (2032) लगभग 1,83,000 मेगा वाट की है। दसवीं योजना के आरंभ में संस्थापित क्षमता लगभग 3500 मेगावाट थी। 10वीं योजना के दौरान 3075 मेगावाट का लक्ष्य निर्धारित किया गया था। 10वीं योजना के पहले चार वर्षों के दौरान 4658 मेगावाट की क्षमता पहले ही प्राप्त की जा चुकी है। 10वीं योजना के दौरान की गई प्रगति को ध्यान में रखते हुए 11वीं योजना के लिए 14000 मेगावाट का उच्चतर लक्ष्य प्रस्तावित किया गया है। 31.3.2006 की स्थिति के अनुसार संस्थापित क्षमता 8088 मेगावाट है। राज्य-वार/ प्रणाली-वार ब्योरे परिशिष्ट 6.1 में दिए गए हैं। 31.12.2006 की स्थिति के अनुसार संभावित और संस्थापित क्षमता के स्रोत-वार ब्योरे तालिका 6.1 में दिए गए हैं।

तालिका 6.1

31.12.2006 की स्थिति के अनुसार ग्रिड इंटरएक्टिव नवीकरणीय शक्ति हेतु संचयी संभाव्यता और उपलब्धियां  
(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत/प्रणालियां	अनुमानित मध्यावधि (2032) शक्ति संभाव्यता	संचयी संस्थापित क्षमता (31.12.2006 की स्थिति के अनुसार)
पवन शक्ति	45,000	6270
बायो-शक्ति (कृषि अवशेष और वृक्षारोपण)	61,000	500
सह-उत्पादन बेगैस	5,000	595
लघु विद्युत संयंत्र (25 मेगावाट तक)	15,000	1895
अपशिष्ट पदार्थ से ऊर्जा	7,000	41
सौर प्रकाश वोल्टीय	50,000	3
जोड़	1,83,000	9304 *

स्रोत एमएनआरई

\* कैपटिव क्षमता सहित

नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों का क्षेत्र-वार ब्योरा इस प्रकार है :

### 6.1.1 पवन शक्ति

#### पवन शक्ति कार्यक्रम

ऐसा आकलन किया गया है कि भारत के पास 45,000 मेगावाट की संभाव्य सकल पवन शक्ति है, जबकि वर्तमान तकनीकी व्यवहार्य संभाव्यता जिसका किफायती तौर पर दोहन किया जा सकता है के लगभग 13,000 मेगावाट होने का अनुमान है।

भारत में पवन-शक्ति विकास कार्यक्रम की शुरुआत 1983-84 में छठी योजना के अंत में की गई। इस समय भारत का विश्व में जर्मनी, अमेरिका, स्पेन और डेनमार्क के बाद पांचवा स्थान है। 31.12.2006 की स्थिति के अनुसार भारत में मौजूदा पवन शक्ति संस्थापित क्षमता 6270 मेगावाट है। अधिकतर क्षमता संवर्धन उपलब्धि निजी निवेश के माध्यम से हुई है।

#### पवन शक्ति प्रौद्योगिकियां

पवन टर्बाइन में सामान्यतः तीन रोटर ब्लेड होती हैं, जो पवन के प्रवाह के साथ घूमती हैं तथा सीधे ही या एक गियर-बाक्स के माध्यम से एक जेनरेटर से जुड़ी होती हैं। रोटर ब्लेड जेनरेटर से जुड़े एक क्षैतिज केन्द्र के चारों तरफ घूर्णन करती हैं जो नैसेल के अंदर संस्थापित होता है। नैसेल में अन्य विद्युतीय घटक और विचलन यंत्र भी स्थापित होते हैं, जो टर्बाइन को मोड़ते-घुमाते हैं ताकि वह पवन की दिशा में स्थापित रह सके। संवेदक, पवन की दिशा को मॉनिटर करते हैं तथा टॉवर शीर्ष पवन की दिशा के अनुकूल समायोजित होता है। जैसे-जैसे पवन की गति घटती-बढ़ती है, जेनरेटर द्वारा उत्पन्न शक्ति स्वचालित तरीके से नियंत्रित होती है। रोटर का व्यास 30 मीटर से 90 मीटर के करीब होता है, जबकि वह टावर जिस पर पवन विद्युत जेनरेटर लगा होता है उसकी उंचाई 25-80 मीटर के बीच में होती है।

पवन टरबाइनों द्वारा सृजित शक्ति को उचित तरीके से अनुकूल बनाया जाता है ताकि वह स्थानीय ग्रिड तक पहुंच सके। वर्तमान में पवन विद्युत जेनरेटरों की युनिट क्षमता 225 किलोवाट से 2 मेगावाट के बीच है जो 2.5 मीटर/सेकण्ड और 25 मीटर/सेकण्ड के बीच की श्रेणी की पवन गति के साथ प्रचालन कर सकती है।

उचित स्थान की पहचान के पश्चात पवन टरबाइन की संस्थापना में सामान्यतः 2-3 महीनों का समय लगता है। 1-2 वर्षों की अवधि हेतु पर्याप्त पवन वाली भूमि की व्यवस्था की जाती है इसके पश्चात उचित दूरियों पर पवन टरबाइन संस्थापित की जाती हैं ताकि उनके बीच कम-से-कम बाधा उत्पन्न हो और वे अपना काम भली-भांति कर सकें। उपस्कर को एजेंसियों द्वारा प्रमाणित किया जाता है और उसकी जांच की जाती है तथा मानकों, विशिष्टताओं और निष्पादन पैरामीटरों की पुष्टि निर्धारण को सुनिश्चित किया जाता है। संबंधित विनिर्माता संस्थापन के पश्चात मशीनों की देख-रेख करते हैं।



### 6.1.2 लघु जल-विद्युत शक्ति (एसएचपी)

#### लघु जल विद्युत शक्ति का विकास

नवीन और नवीकरणीय मंत्रालय (एमएनआरई) 1989 से 3 मेगावाट स्टेशन क्षमता तक की लघु और छोटी जल-विद्युत परियोजनाओं का काम देख रहा है। 3-25 मेगावाट के बीच के लघु जल विद्युत सयंत्रों के विषय को 29 नवंबर 1999 से एमएनआरई को सौंपा गया है।

1994 के बाद से, एसएचपी कार्यक्रम का उद्देश्य वाणिज्यिक लघु जल-विद्युत शक्ति परियोजनाओं को संस्थापित करने हेतु निजी क्षेत्र को प्रोत्साहित करना है। 13 संभावित राज्यों ने लघु जल-विद्युत शक्ति क्षेत्र में निजी क्षेत्र की भागीदारी हेतु अपनी नीतियों की घोषणा की है। इसमें ध्यान देने हेतु क्षेत्र इस प्रकार हैं :- स्रोत निर्धारण, वाणिज्यिक जल-विद्युत शक्ति परियोजनाओं को संस्थापित करना, पुरानी लघु जल-विद्युत शक्ति परियोजनाओं का नवीकरण और आधुनिकीकरण, जल चक्कियों का विकास और उनमें सुधार करना और उद्योग आधारित अनुसंधान और विकास।

#### लघु जल विद्युत शक्ति कार्यक्रम

लघु जल-विद्युत शक्ति कार्यक्रम,, नवीकरणीय से शक्ति उत्पादन हेतु विशेष रूप से ध्यान दिए जाने वाले क्षेत्रों का एक भाग है। ऐसा माना गया है कि लघु जल-विद्युत शक्ति परियोजनाएं देश के सम्पूर्ण ऊर्जा परिदृश्य में,, विशेषकर दूरस्थ और अगम्य क्षेत्रों में सुधार लाने में एक महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकती हैं, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) सार्वजनिक क्षेत्र के साथ-साथ निजी क्षेत्र के माध्यम से भी लघु जल-विद्युत परियोजनाओं के विकास को बढ़ावा देने का कार्य कर रहा है।

25 मेगावाट स्टेशन क्षमता तक की लघु जल-विद्युत शक्ति की उपलब्धता लगभग 15,000 मेगावाट निर्धारित की गई है। अभी तक, 1895 मेगावाट की कुल क्षमता की शुरुआत हो चुकी है।

#### लघु जल-विद्युत क्षेत्र में प्रोत्साहन

एमएनआरई, देश में लघु जल-विद्युत शक्ति के विकास को बढ़ावा देने के क्रम में विस्तृत सर्वेक्षण और जांच-पड़ताल, विस्तृत परियोजना रिपोर्ट तैयार करने, वाणिज्यिक परियोजनाओं हेतु ब्याज आर्थिक अनुदान, पूर्वोत्तर क्षेत्र में एसएचपी परियोजनाओं हेतु पूंजीगत अनुदान, पुराने एसएचपी स्टेशनों का नवीकरण और आधुनिकीकरण तथा जल चक्कियों के विकास/ उन्नयन हेतु प्रोत्साहन दे रहा है।

### 6.1.3 बायोमास शक्ति/ बेगैस आधारित सह-उत्पादन

बायोमास शक्ति/ सह-उत्पादन कार्यक्रम का उद्देश्य ग्रिड-इंटरएक्टिव लगाना और चीनी मिलों में उत्पादित बेगैस से अनुकूलन शक्ति उत्पादन के साथ-साथ विभिन्न परिवर्तित प्रौद्योगिकियों के माध्यम से शक्ति वितरण करना है। इसमें पशुओं के गोबर पर आधारित शक्ति उत्पादन और बेगैस आधारित सह-उत्पादन शामिल है।

सह-उत्पादन को ईंधन के उपयोग के द्वारा ऊर्जा के एक से अधिक प्रकार के आनुक्रमिक उत्पादन की प्रक्रिया के रूप में सरल भाषा में परिभाषित किया जा सकता है। भाप और विद्युत का सह-उत्पादन प्रक्रम उद्योगों में ईंधन उपयोग की समग्र कार्य-क्षमता को सार्थक रूप से बढ़ा सकता है। अनुकूल अनुपात में उष्मा और विद्युत की समकालिक आवश्यकता, सह-उत्पादन की व्यावहारिकता हेतु एक निम्नतम शर्त है, जो कि चीनी उद्योग में पूरी होती है। विद्युत उत्पादन की ऊष्मा गतिकी हेतु एक कम ताप हौद (सिंक) में भारी मात्रा में ऊष्मा छोड़ना अपेक्षित है। सह-उत्पादन पद्धति में, इस ऊष्मा के व्यर्थ जाने के बजाए इसे प्रक्रिया में उपयोग में लाने का लाभ मिलता है। इस प्रकार कुछ मामलों में ईंधन उपयोग की समग्र क्षमता को 60 प्रतिशत या उससे अधिक भी बढ़ाया जा सकता है। सह-उत्पादन परियोजनाओं की क्षमता की श्रेणी विद्युत उत्पादन के कुछ किलोवाट से कई मेगावाट तक हो सकती है साथ ही ऊष्मा का समकालिक उत्पादन कम से कम सौ किलोवाट ताप विद्युत से लेकर कई मेगावाट ताप-विद्युत तक की श्रेणी में हो सकता है।

बेगैस-आधारित उत्पादन कार्यक्रम में मुख्य बाधा, चीनी मिलों का अपनी मौजूदा इकाइयों में सह-उत्पादन सुविधाओं को जुटाने में उनकी असमर्थता है। जैसा की समझा जाता है गन्ना का मुल्य, केन्द्र सरकार द्वारा गन्ने के निम्नतम सहायता मुल्य को निर्धारित करने के रूप में नियंत्रित किया जाता है, जो कि राज्य-विवेचित गन्ना मुल्य की घोषणा के माध्यम से कुछ राज्यों में अधिक है। इस प्रकार के नियंत्रण ने चीनी उद्योग को कम लाभकारी बना दिया है तथा इस प्रकार, अधिकतर चीनी मिलों सह-उत्पादन सुविधाओं हेतु करने वाली पूर्व व्यवस्था सहित मौजूदा संयंत्र और उपस्कर का आधुनिकीकरण करने में दिक्कतों का सामना करना पड़ता है। यह कहा जा सकता है कि राष्ट्रीय स्तर पर विभिन्न मुद्दों की देख-रेख हेतु कृषि मंत्रालय की अध्यक्षता में एक समिति का गठन किया गया है, इसके अलावा गैर-नवीकरणीय स्रोतों के राज्य मंत्री के अंतर्गत महाराष्ट्र में एक और समिति का गठन किया गया है जिसका काम सह-उत्पादन सुविधाओं को अपनाने में राज्य में सहकारी चीनी मिलों को स्थापित करने के उपाय ढूंढना है।

बायोमास आधारित शक्ति उत्पादन हेतु लगभग 500 मेगावाट शक्ति को ग्रिड इंटरएक्टिव शक्ति प्रणालियों को संस्थापित करने के माध्यम से उपयोग में लाया गया है। अभी तक बेगैस-आधारित सह-उत्पादन हेतु लगभग 595 मेगावाट की क्षमता का उपयोग किया गया है।

#### 6.1.4 सौर ऊर्जा

##### सौर ऊर्जा प्रौद्योगिकी

सौर विकिरण (सूर्यप्रकाश) को सौर सेल डिवाइस का उपयोग करते हुए विद्युत में बदलने की प्रक्रिया को सौर प्रकाश वोल्टीय (एसपीवी) उत्पादन कहते हैं। सौर सेल एक अर्द्ध-चालक पी-एन संयोजन डिवाइस है जो सिलिकोन या अन्य धातुओं से बनी होती है। सूर्य की रोशनी में लाने पर यह विद्युत पैदा करती है। उत्पन्न की गई विद्युत-धारा की मात्रा, सौर विकिरण की तीव्रता, आस-पास के तापमान, सौर सेल का खुला क्षेत्र और सौर सेल के निर्माण के प्रयोग में लाई गई सामग्री के प्रकार पर निर्भर करती है। ये सौर सेल अपेक्षित वाट क्षमता का माड्युल तैयार करने के लिए श्रेणियों और समानांतर संयोजन में जुड़ी होती हैं।

##### सौर ऊर्जा कार्यक्रम

सौर प्रकाश वोल्टीय (एसपीवी) कार्यक्रम का उद्देश्य शहरी, वाणिज्यिक और ग्रामीण अनुप्रयोगों में संबंधित एसपीवी प्रौद्योगिकियों को लगाना है।

देश में सौर प्रकाश वोल्टीय (एसपीवी) संभाव्यता 20 मेगावाट प्रति वर्ग किमी<sup>0</sup> है अभी तक 3.0 मेगावाट की संस्थापित क्षमता प्राप्त कर ली गई है।

एमएनआरई भी द्वीपों/ दूरस्थ स्थानों में डीजल की बचत हेतु और शहरी क्षेत्रों में अत्यधिक बचत/ मांग पक्ष प्रबंधन हेतु ग्रामीण ग्रिडों के अंतिम छोरों तक वाल्टेज सहायता के लिए ग्रिड इंटरएक्टिव सौर प्रकाश वोल्टीय परियोजनाओं को सहायता प्रदान कर रहा है।

#### 6.1.5 शहरी और औद्योगिक अपशिष्ट कार्यक्रम

ऐसा अनुमान है कि देश में शहरी और औद्योगिक अपशिष्टों से लगभग 7000 मेगावाट विद्युत उत्पादन करने की संभावना है। अपशिष्टों से ऊर्जा/विद्युत की प्राप्ति हेतु, प्रौद्योगिकियों का अनुप्रयोग भी सुरक्षित निपटान हेतु उसकी अभिक्रिया को सहायता प्रदान करता है। इस संभाव्यता के निष्कासन को ध्यान में रखते हुए शहरी और औद्योगिक अपशिष्टों से ग्रिड इंटरएक्टिव और वितरित शक्ति और उष्मा परियोजनाओं को संस्थापित किया जाएगा। कार्यक्रम के आधार पर देश में 41 मेगावाट की संस्थापित क्षमता पहले ही स्थापित की जा चुकी है।

#### 6.1.6 हाइड्रोजन ऊर्जा

हाइड्रोजन पर्यावरण को सुरक्षित रखने के साथ-साथ भविष्य की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए एक स्वच्छ, विश्वसनीय और वहनीय ऊर्जा प्रदान करती है। ऐसा विचार किया गया है कि हाइड्रोजन से स्थिर, सुवाह्य और परिवहन अनुप्रयोगों हेतु शक्ति उपलब्ध होगी। यद्यपि, वर्तमान जीवाश्म ईंधन आधारित अर्थव्यवस्था से हाइड्रोजन अर्थव्यवस्था में परिवर्तन होने के लिए वैज्ञानिक,

प्रौद्योगिकीय, आर्थिक, सामाजिक और राजनैतिक जैसी बहुत सी चुनौतियों के सामाधान की आवश्यकता होगी।

#### 6.1.7 ऊर्जा के रसायनिक स्रोत

ये अभी विकासात्मक स्थिति में हैं। ईंधन सेल स्थिर, परिवहन और सुवाह्य अनुप्रयोगों हेतु एक स्वच्छ और ईंधन कुशल प्रौद्योगिकी के रूप में उभर रही है। ईंधन सेल घरेलू, औद्योगिक, परिवहन, वाणिज्यिक और कृषि क्षेत्रों में उपयोग की जा सकती हैं। ईंधन सेल शक्ति प्रणालियां बैटरियों और डीजल जेनरेटरों के स्थान पर एक निर्बाध ऊर्जा आपूर्ति (यूपीएस) प्रणाली के रूप में उपयोग की जा सकती है। बहुत से उद्योग जो अपनी उष्मीय ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करने हेतु कोयला या प्राकृतिक गैस का उपयोग करते हैं, उच्च परिवर्तन क्षमताओं (40% से 60%) को अपनाते हुए कोयला गैसीकरण इकाइयों के साथ ठोस आक्साइड ईंधन सेलों जैसे उच्च ताप ईंधन या मोल्टेन कार्बोनेट ईंधन सेलों के साथ संघटित हो सकते हैं। वितरित शक्ति उत्पादन या स्थल पर ईंधन सेलों की संबद्धता को ध्यान में रखते हुए कई संगठन भविष्य में विभिन्न अनुप्रयोगों हेतु ईंधन सेलों और संबंधित सामग्रियों और उप प्रणालियों के विकास के उद्देश्य को देखते हुए अनुसंधान और विकास से संबंधित गतिविधियों का अनुपालन कर रहे हैं।

#### 6.1.8 महासागर ऊर्जा

समुद्रों और महासागरों की ऊर्जा की वृहत संभाव्यता, जो हमारे ग्रह के 3/4 भाग को कवर करती है, हमारी ऊर्जा आवश्यकताओं को पूरा करने में एक महत्वपूर्ण भूमिका और सहाय्य प्रदान कर सकती है। समुद्रों और महासागरों से उत्पन्न ऊर्जा के विभिन्न रूप, जिस पर वर्तमान में ध्यान दिया जा रहा है, इस प्रकार हैं :- ज्वारीय शक्ति, महासागरीय उष्मीय ऊर्जा परिवर्तन (ओटीईसी), लहरें और महासागरीय धाराएं आदि। उन्नति के वर्तमान स्तर पर शक्ति उत्पादन हेतु केवल ज्वारभाटे के उपयोग को ही तकनीकी दृष्टि से प्रदर्शित किया जा सकता है। भारत में, गुजरात में कच्छ की खाड़ी और खभांत की खाड़ी तथा पश्चिम बंगाल के सुंदरबन में गंगा का डेल्टा, ज्वारीय शक्ति उत्पन्न करने हेतु संभावित स्थल हैं। तथापि, ज्वारीय ऊर्जा का उपयोग अभी तक वाणिज्यिक दृष्टि से व्यवहार्य नहीं है।

#### 6.2 दसवीं योजना- लक्ष्य और उपलब्धि

ग्रिड इंटरएक्टिव नवीकरणीय विद्युत के संबंध में 10वीं योजना हेतु 3075 मेगावाट का लक्ष्य निर्धारित किया गया था, जिसके मुकाबले 10वीं योजना के पहले चार वर्षों के दौरान 4658 मेगावाट की उपलब्धि कर ली गई एवं 2006-07 अर्थात् 10वीं योजना के अंतिम वर्ष के लिए निर्धारित लक्ष्य 1888 मेगावाट की तुलना में 1216.3 मेगावाट की क्षमता 31.12.2006 को प्राप्त की जा चुकी थी। स्रोत-वार ब्योरा नीचे तालिका 6.2 में दिया गया है।

## तालिका 6.2

ग्रिड-इंटरएक्टिव नवीकरणीय विद्युत हेतु 10वीं योजना के लक्ष्य और उपलब्धियां

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत/प्रणालियां	10वीं योजना के लक्ष्य	उपलब्धि (2002-03 से 2005-06 तक) 31.3.2006 की स्थिति के अनुसार	लक्ष्य (2006-07)	उपलब्धि (2006-07) 31.12.2006 तक
पवन शक्ति	1500	3684	1515	959.6
बायोमास शक्ति बेगैस सह-उत्पादन बायोमास गैसीफायर्स	700	532	228	181.5
लघु जल-विद्युत संयंत्र (25 मेगावाट तक)	600	388	132	69.0
अपशेष से ऊर्जा - एमएसडब्ल्यू औद्योगिक अपशेष	80	29	13	6.0
सौर शक्ति	145	0.56	0.00	0.2
जोड़	3075	4658	1888	1216.3

स्रोत एमएनआरई

## 6.3 ग्यारहवीं योजना के लक्ष्य

नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा संबंधी 11वीं योजना के कार्य दल ने 14000 मेगावाट ग्रिड-इंटरएक्टिव नवीकरणीय ऊर्जा के वास्तविक लक्ष्य का प्रस्ताव किया है जैसा कि सारणी 6.3 में दिया गया है।

## तालिका 6.3

ग्रिड इंटरएक्टिव नवीकरणीय विद्युत हेतु 11वीं योजना के अनंतिम लक्ष्य

(आंकड़े मेगावाट में)

स्रोत / प्रणालियां	11वीं योजना हेतु लक्ष्य
पवन शक्ति	10,500
बायोमास शक्ति बेगैस सह-उत्पादन बायोमास गैसीफायर्स	2,100
लघु जल-विद्युत संयंत्र (25 मेगावाट तक)	1,400
जोड़	14,000

स्रोत एमएनआरई

ग्रिड इंटरएक्टिव नवीकरणीय शक्ति हेतु 14,000 मेगावाट के उपरोक्त लक्ष्य में वितरित नवीकरणीय शक्ति प्रणाली (डीआरपीएस) से 1000 मेगावाट शामिल नहीं है।

कैप्टिव क्षमता सहित ग्रिड इंटरएक्टिव तथा वितरण नवीकरणीय विद्युत क्षमता के लिए आर्थिक सहायता के रूप में 3925 करोड़ रुपये की निधि की मांग का प्रस्ताव किया गया है।

#### 6.4 संस्थापित क्षमता का सार

10वीं योजना और अनंतिम 11वीं योजना पर विचार करते हुए उपरोक्त क्षमता संवर्द्धन के उपर्युक्त ब्योरे के अनुसार संस्थापित क्षमता का सार इस प्रकार है :-

9वीं योजना के अंत (31.3.2002 की स्थिति के अनुसार) तक संस्थापित क्षमता	3,475 मेगावाट
2005-06 के अंत तक (31.3.2006 की स्थिति के अनुसार) संस्थापित क्षमता	8,088 मेगावाट
2006-07 हेतु कार्यक्रम	1,888 मेगावाट
2007-12 हेतु 11वीं योजना कार्यक्रम	14,000 मेगावाट
11वीं योजना (अपेक्षित) के अंत तक कुल संस्थापित क्षमता	23,956 मेगावाट
	अर्थात् 24,000 मेगावाट

#### 6.5 निष्कर्ष और संस्तुति

10वीं योजना के ब्योरे और अनंतिम 11वीं योजना का संवर्द्धन इस अध्याय में दिया गया है। यह सिफारिश की गई है कि इस कार्यक्रम को क्रियान्वित करने की दिशा में सभी प्रयास किए जाएं। तथापि विस्तृत कार्यक्रम और निधि संबंधी आवश्यकताओं को नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अंतिम रूप दिए जाने की संभावना है। 11वीं योजना के प्रथम वर्ष में 1-2 प्रतिशत से शुरू होकर विसर्वी मानक पर 11वीं योजना के अंत तक अर्थात् 2011-12 तक प्रत्येक वितरण कंपनी/लाइसेंसधारी के क्षेत्र में कुल ऊर्जा खपत के 4-5 प्रतिशत के लक्ष्य तक पहुंचने के लिए नवीकरणीय ऊर्जा के क्रय हेतु राज्य में अधिदेश वितरण उपयोगिताओं की भी सिफारिश की गई है।

\*\*\*\*\*

## परिशिष्ट 6.1

31.3.2006 की स्थिति के अनुसार राज्य-वार संचयी नवीकरणीय शक्ति उत्पादन संस्थापित क्षमता

(सभी आंकड़े मेगावाट में हैं)

राज्य/केन्द्रीय शासित प्रदेश	लघु जल विद्युत ऊर्जा	पवन विद्युत ऊर्जा	बायो शक्ति		सौर शक्ति	कुल क्षमता
			बायोमास ऊर्जा	अपशिष्ट से ऊर्जा		
			(मेगावाट)	(मेगावाट)		
आन्ध्र प्रदेश	178.81	121.00	279.25	22.50	0.28	601.84
अरुणाचल प्रदेश	44.30	0.00	0.00	0.00	0.00	44.30
असम	2.11	0.00	0.00	0.00	0.00	2.11
बिहार	50.40	0.00	0.00	0.00	0.00	50.40
छत्तीसगढ़	11.00	0.00	27.50	0.00	0.00	38.50
गोआ	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05
गुजरात	7.00	338.10	0.50	0.00	0.00	345.60
हरियाणा	62.70	0.00	6.00	0.00	0.00	68.70
हिमाचल प्रदेश	132.08	0.00	0.00	0.00	0.00	132.08
जम्मू और कश्मीर	109.74	0.00	0.00	0.00	0.00	109.74
झारखण्ड	4.05	0.00	0.00	0.00	0.00	4.05
कर्नाटक	329.63	584.60	224.48	1.00	0.03	1139.74
केरल	84.62	2.00	0.00	0.00	0.03	86.65
मध्य प्रदेश	41.16	40.30	1.00	2.70	0.34	85.50
महाराष्ट्र	207.08	989.60	36.00	1.00	0.19	1233.87
मणिपुर	5.45	0.00	0.00	0.00	0.00	5.45
मेघालय	30.71	0.00	0.00	0.00	0.00	30.71
मिजोरम	14.76	0.00	0.00	0.00	0.00	14.76
नागालैण्ड	20.67	0.00	0.00	0.00	0.00	20.67
उड़ीसा	7.30	0.00	0.00	0.00	0.00	7.30
पंजाब	122.55	0.00	28.00	1.00	0.33	151.88
राजस्थान	23.85	339.60	15.30	0.00	0.15	378.90
सिक्किम	38.60	0.00	0.00	0.00	0.00	38.60
तमिलनाडु	77.70	2892.50	174.00	1.75	0.21	3146.16
त्रिपुरा	16.01	0.00	0.00	0.00	0.00	16.01
उत्तर प्रदेश	25.10	0.00	121.50	5.00	0.33	151.93
उत्तरांचल	75.45	0.00	0.00	0.00	0.05	75.50
पश्चिम बंगाल	98.30	1.10	0.00	0.00	0.05	99.45
अण्डमान और निकोबार	5.25	0.00	0.00	0.00	0.10	5.35
चंडीगढ़	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
दादर और नागर हवेली	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
दमन और दीव	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
दिल्ली	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
लक्षद्वीप	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.65
पाण्डिचेरी	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03
अन्य	0.00	1.60	0.00	0.00	0.00	1.60
<b>जोड़ (एमडब्ल्यू)</b>	<b>1826.43</b>	<b>5310.40</b>	<b>913.53</b>	<b>34.95</b>	<b>2.75</b>	<b>8088.06</b>

## अध्याय 7

## ग्रामीण विद्युतीकरण

## 7.0 प्रस्तावना

1947 में भारत की स्वतंत्रता के समय विद्युत सुविधा केवल शहरों तथा बड़े नगरों में ही उपलब्ध थी। 1951 में प्रथम पंचवर्षीय योजना के आरंभ में केवल 3061 गांवों में विद्युत सुविधा थी तथा लगभग 21,000 विद्युत पम्प सैट थे। ग्रामीण विद्युतीकरण को तीसरी योजना में राष्ट्रीय कार्यक्रम का दर्जा दिया गया जिसमें गांवों को विद्युत उत्पादन तथा पारेषण नेटवर्क से जोड़ते समय विद्युत सुविधा प्रदान करने पर बल दिया गया। 1966 से 69 तक लगातार तीन वर्षों में सूखा पड़ने से कृषि उत्पादन में व्यापक प्रभाव पड़ा तथा कृषि उत्पादन को सुदृढ़ करने की आवश्यकता को पूरा करने के लिए भू-जल क्षमता का दोहन किया गया।

1969 में राष्ट्रीय विकास परिषद ने कृषि उत्पादन के विकास को प्रोत्साहित करने के लिए पम्प सैट लगाने पर मुख्य जोर देते हुए ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम को मंजूरी दी। देश में व्यापक ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम को बढ़ावा देने और वित्त-पोषित करने के लिए जुलाई 1969 में ग्रामीण विद्युतीकरण निगम संस्थापित किया गया।

## 7.1 विद्युत अधिनियम 2003 में व्यवस्था तथा राष्ट्रीय विद्युत नीति।

भारत सरकार ने ग्रामीण विद्युतीकरण कार्य में तेजी लाने तथा "विद्युत अधिनियम 2003" के तहत ग्रामीण क्षेत्रों को पर्याप्त तथा अधिक क्षमता में विद्युत आपूर्ति करने की आवश्यकता को स्वीकार किया। ग्रामीण विद्युतीकरण से संबंधित अधिनियम की संगत धाराएं निम्नानुसार हैं :-

(क) भाग- II, धारा 4, 5 तथा 6 के तहत "राष्ट्रीय विद्युत नीति तथा योजना"

इन धाराओं में केन्द्र सरकार के लिए प्रावधान बनाया गया है कि वह एक ऐसी राष्ट्रीय नीति अधिसूचित करे जिसमें ग्रामीण क्षेत्रों के लिए बेहतर प्रणाली (नवीकरणीय तथा अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत पर आधारित प्रणाली सहित) उपलब्ध की जाए और ग्रामीण क्षेत्रों में विद्युतीकरण तथा स्थानीय वितरण संबंधी राष्ट्रीय नीति तैयार की जाए। ग्रामीण क्षेत्रों में विद्युत आपूर्ति करना संबंधित सरकार का दायित्व होता है।

(ख) भाग XVIII धारा 166(5) क, ख तथा ग के तहत "विविध कार्य"



इन धाराओं में प्रत्येक जिले में एक समिति गठित करने का प्रावधान बनाया गया है। जो प्रत्येक जिले में समन्वय तथा विद्युतीकरण की समीक्षा करेगी, आपूर्ति क्षमता तथा उपभोक्ता संतोषण की पुनरीक्षा करेगी और ऊर्जा कार्य दक्षता तथा उसके संरक्षण को प्रोत्साहित करेगी।

फरवरी, 2005 में अधिसूचित राष्ट्रीय विद्युत नीति में अगले पांच वर्षों के भीतर सभी निर्धन परिवार तथा समाज के निचले तबकों को उचित मूल्यों पर विद्युत आपूर्ति सुनिश्चित करने के उद्देश्य से त्वरित ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम का आधार तैयार किया गया है।

## 7.2 ग्रामीण विद्युतीकरण नीति

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 4 तथा 5 के अनुपालन में केन्द्र सरकार ने अगस्त, 2006 में ग्रामीण विद्युतीकरण नीति (आर ई पी) अधिसूचित की है। ग्रामीण विद्युतीकरण ("आरई") को ग्रामीण विकास में तेजी लाने के मुख्य उद्देश्य के रूप में देखा गया है। लघु एवं मझौले उद्योग, खादी और ग्रामीण उद्योग, कोल्ड चेन, स्वास्थ्य देख-भाल तथा शिक्षा और सूचना प्रौद्योगिकी सहित कृषि तथा अन्य महत्वपूर्ण कार्यों की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए विद्युत सुविधा प्रदान करना आवश्यक है।

राष्ट्रीय विद्युत नीति में उल्लेख किया गया है कि विद्युत क्षेत्र का मुख्य विकासात्मक उद्देश्य विद्युत अधिनियम की धारा 6 में किए गए अधिदेश के अनुसार ग्रामीण क्षेत्रों सहित सभी क्षेत्रों को विद्युत आपूर्ति करना है। केन्द्र तथा राज्य सरकारें यथा शीघ्र इस उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए संयुक्त रूप से कार्य करेंगी। तनदुसार, केन्द्र सरकार ने सभी विद्युत सुविधा रहित गांवों/खेड़ों का विद्युतीकरण करने तथा राष्ट्रीय न्यूनतम साझा कार्यक्रम (एनसीएमपी) पूरा करने के लिए अगले पांच वर्षों में सभी घरों में विद्युत सुविधा प्रदान करने के उद्देश्य से अप्रैल, 2005 में एक महत्वाकांक्षी योजना 'राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (आरजीजीवीवाई)' शुरू की है।

(क) अलग से एक बेहतर प्रणाली तैयार करने (ख) ग्रामीण विद्युतीकरण तथा ग्रामीण क्षेत्रों में स्थानीय वितरण हेतु अधिक मात्रा में विद्युत की खरीद एवं उसके प्रबंधन के लिए ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा शुरू किए गए व्यापक परामर्शदात्री प्रक्रियाओं के माध्यम से ये नीतियां तैयार की गई हैं जिसमें केवल राज्य सरकार तथा राज्य विद्युत विनियामक आयोग ही शामिल नहीं होते बल्कि गैर-सरकारी संगठन, प्रौद्योगिकी प्रदाता, मौजूदा जन उपयोगी संस्थाओं आदि जैसे अन्य स्टेक होल्डरों की भी भागीदारी होती है।

राष्ट्रीय विद्युतीकरण नीति का उद्देश्य वर्ष 2009 तक सभी घरों में विद्युत सुविधा प्रदान करना तथा उचित दरों पर अधिक एवं विश्वसनीय क्षमता में विद्युत आपूर्ति करना और वर्ष 2012 तक उचित रूप से प्रतिदिन प्रतिघर न्यूनतम 1 यूनिट की खपत सुनिश्चित कराना है।

राज्य सरकारों को ग्रामीण विद्युतीकरण योजना छः माह के भीतर तैयार करना चाहिए और उसे अधिसूचित करना चाहिए ताकि सभी घरों में विद्युत सुविधा प्रदान करने के लक्ष्य को प्राप्त किया जा सके।

### 7.3 ग्रामीण विद्युतीकरण की संशोधित परिभाषा

ग्रामीण विद्युतीकरण की पुरानी परिभाषा

#### (i) अक्टूबर 1997 से पूर्व

\* उस गांव का वर्गीकरण विद्युत सुविधा प्राप्त गांव के रूप में किया जाना चाहिए यदि राजस्व क्षेत्र के भीतर किसी भी प्रयोजनार्थ विद्युत का उपयोग किया जा रहा है।

#### (ii) अक्टूबर, 1997 में अधिसूचित

\* उस गांव को विद्युत सुविधा प्राप्त गांव समझा जाएगा यदि विद्युत का उपयोग किसी भी प्रयोजनार्थ गांव के राजस्व सीमा के भीतर आबादी वाले स्थान में किया जाता है।

#### (iii) 1 अप्रैल, 2004 से ग्रामीण विद्युतीकरण की संशोधित परिभाषा निम्नानुसार है:-

\* उस गांव को विद्युत सुविधा प्राप्त गांव घोषित किया जाएगा यदि:-

- (i) आबादी वाले स्थानों तथा दलित बस्ती/ खेड़ों जहां यह अस्तित्व में है, में डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफॉर्मर तथा डिस्ट्रीब्यूशन लाइनें जैसी बुनियादी अवसंरचना हों। (अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत के माध्यम से विद्युतीकरण के लिए डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफॉर्मर आवश्यक नहीं है)।
- (ii) विद्यालय, पंचायत घर, स्वास्थ्य केन्द्र, दवाखाना सामुदायिक केन्द्र आदि जैसे सार्वजनिक स्थानों में विद्युत सुविधा प्रदान की जाती हो, और
- (iii) विद्युत सुविधा प्राप्त घरों की संख्या गांव के कुल घरों की संख्या का कम से कम 10% हो।

ग्रामीण विद्युतीकरण कार्य की समाप्ति के बारे में ग्राम पंचायत से अनिवार्य प्रमाणन किया जाना चाहिए।

#### 7.4 9वीं योजना में ग्रामीण विद्युतीकरण की प्रगति

9वीं योजना संबंधी दस्तावेज में 30,000 गांवों के विद्युतीकरण और 9वीं योजना के दौरान 20 लाख पम्प सैट लगाने का लक्ष्य रखा गया। योजना के दौरान मार्च, 2002 तक जो उपलब्धियां प्राप्त की गई उसमें 13,409 गांवों का विद्युतीकरण और 15,76,036 पम्प सैट लगाना शामिल है।

#### 7.5 वर्तमान स्थिति

1991 की जनगणना के अनुसार देश के आबादी वाले गांवों की कुल संख्या 5,87,258 से बढ़कर 2001 की जनगणना के अनुसार 5,93,732 हो गई है। 28.2.2007 की स्थिति के अनुसार विद्युत सुविधा प्राप्त आबादी वाले गांवों की संख्या 4,75,117 गांव है अर्थात् 28 फरवरी, 2007 की स्थिति के अनुसार 80% गांवों का विद्युतीकरण किया गया है। अभी तक लगभग 1,18,615 गांवों में विद्युत सुविधा प्रदान करना बाकी है जिसमें से 25,000 गांव दूरदराज तथा कठिन क्षेत्रों में स्थित हैं और मौजूदा ग्रिड के जरिए इन गांवों में विद्युत आपूर्ति करना संभव नहीं है। अतः अपारम्परिक ऊर्जा स्रोत सहित भिन्न-भिन्न विस्तारित स्रोतों के जरिए इन गांवों में विद्युतीकरण करने का प्रस्ताव रखा गया है।

ग्रामीण विद्युतीकरण की नई परिभाषा के अनुसार पूर्व राज्यों नामशः आन्ध्र प्रदेश, दिल्ली, गोवा, गुजरात, हरियाणा, केरल, महाराष्ट्र, नागालैंड, पंजाब सिक्किम तथा 1991 की जनगणना के अनुसार सदृश आबादी वाले गांवों की तुलना में छः राज्यों नामशः दिल्ली, गोवा, हरियाणा, केरल, तमिलनाडु और पंजाब ने शत प्रतिशत विद्युतीकरण का लक्ष्य प्राप्त किया है। विद्युतीकरण किए जाने हेतु शेष गांवों की संख्या और बढ़ सकती है।

देश में संभाव्य 195.94 लाख पम्प सैटों की तुलना में 31 जनवरी, 2007 के अंत तक 149.20 लाख पम्प सैट लगाए गए हैं अर्थात् 76% पम्प सैटों का विद्युतीकरण हुआ है।

#### 7.6 10वीं तथा 11वीं योजना के लिए ग्रामीण विद्युतीकरण कार्यक्रम

ग्रामीण विद्युत अवसंरचना तथा घरेलू विद्युतीकरण कार्यक्रम के तहत भारत सरकार ने 10वीं तथा 11वीं योजना के दौरान राजीव गांधी विद्युतीकरण योजना स्कीम के आरंभ में दिहित

**इस समय 80% गांवों के विद्युतीकरण का कार्य पूर्ण हो चुका है तथा 77% पम्प सैट लगाए गए हैं।**

1,25,000 अनुमानित गांवों का विद्युतीकरण करने की योजना शुरू की है। नई स्कीमों के व्यौरों पर नीचे चर्चा की गई है :-

### 7.7 "ग्रामीण विद्युत अवसंरचना तथा घरेलू विद्युतीकरण की नई योजना" - राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना - (2005)

पांच वर्षों में सभी घरों में विद्युत सुविधा प्रदान करने संबंधी सरकार के राष्ट्रीय न्यूनतम साझा कार्यक्रम (एनसीएमपी) लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए अप्रैल, 2005 में "राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना नामक शीर्षक से एक नई स्कीम - ग्रामीण विद्युत अवसंरचना तथा घरेलू विद्युतीकरण स्कीम शुरू की गई थी।

पांच वर्षों में सभी घरों में विद्युत सुविधा प्रदान करने संबंधी सरकार के न्यूनतम साझा कार्यक्रम के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए वर्ष 2005 में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना शुरू की गई।

इस स्कीम में 16,000 करोड़ रुपये की अनुमानित लागत पर दूरदराज के स्थानों में स्थित 25000 गांवों सहित 1,25,000 गांवों का विद्युतीकरण किया जाएगा।

उपरोक्त स्कीम में ग्रामीण विद्युतीकरण हेतु "एक लाख गांवों तथा एक करोड़ घरों का त्वरित विद्युतीकरण" और "न्यूनतम आवश्यकता कार्यक्रम शामिल है। 100% वित्त पोषण के साथ गरीबी रेखा से नीचे के घरों के लिए एक प्वाइंट कनेक्शन निःशुल्क प्रदान करने हेतु पूर्व की "कुटीर ज्योति कार्यक्रम की विशेषताएं भी इस स्कीम के साथ उपयुक्त रूप से जोड़ी जाएंगी।

वर्ष 2001-02 से दलित बस्ती तथा खेड़ों के ग्रामीण विद्युतीकरण को बुनियादी न्यूनतम सेवा के रूप में माना गया और उसे प्रधानमंत्री ग्रामोदय योजना (पीएमजीवाई) के अन्तर्गत स्कीम के छः घटकों में से एक घटक के रूप में शामिल किया गया है। राज्यों को निधियों का परस्पर आबंटन करना होगा। तथापि, राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना की शुरुआत को ध्यान में रखते हुए प्रधान मंत्री ग्रामीण योजना को 2005-06 से निरस्त कर दिया गया है।

#### स्कीम का विस्तृत ब्यौरा

##### 7.7.1 निम्नलिखित के लिए आर्थिक सहायता दी जाएगी

- (i) गरीबी रेखा से नीचे (बीपीएल) के घरों में एक प्वाइंट कनेक्शन निःशुल्क प्रदान करने के लिए 100% आर्थिक सहायता देना
- (ii) 90% पूंजीगत आर्थिक सहायता वाली स्कीम निम्नलिखित वित्त परियोजनाओं के संबंध में होगी:

- (क) उन विकास खण्डों (ब्लॉकों) में 33/11 केवी सब-स्टेशन का प्रावधान जहां ऐसी सुविधा नहीं है।
- (ख) विद्युत सुविधा रहित गांवों का विद्युतीकरण
- (ग) विद्युत सुविधा रहित आबादियों का विद्युतीकरण और विद्युत सुविधा युक्त गांवों/आबादियों में डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफॉर्मर का प्रावधान
- (घ) विद्युत सुविधा रहित गरीबी रेखा से नीचे (बीपीएल) के घरों का विद्युतीकरण (मौजूदा कुटीर ज्योति स्कीम को जारी रखते हुए)
- (ङ) उन गांवों के लिए विकेन्द्रीकृत विस्तारित विद्युत उत्पादन जहां या तो ग्रिड की कनेक्टिविटी व्यवहार्य नहीं है या यह लागत प्रभावी नहीं है।

(iii) 90% पूंजीगत आर्थिक सहायता स्कीम के अन्तर्गत निवेश

- (क) गरीबी रेखा से ऊपर के घर निर्धारित दरों पर अपने कनेक्शन के प्रभारों का भुगतान करेंगे।
- (ख) बढ़ती मांग को पूरा करने तथा फ्रेंचाइजी के माध्यम से आपूर्ति की क्षमता में सुधार लाने के लिए ग्रामीण विद्युतीकरण निगम से ऋण लेकर ग्रामीण विद्युत वितरण अवसंरचना का उन्नयन किया जा रहा है।
- (ग) फ्रेंचाइजियों के माध्यम से ग्रामीण विद्युत वितरण के प्रबंधन में पंचायती संस्थाओं को शामिल किया जाएगा। ग्रामीण विद्युत वितरण के दक्ष प्रबंधन हेतु फ्रेंचाइजियों के चयन, प्रशिक्षण और क्षमता विस्तार का कार्य-कार्यक्रम के कार्यान्वयन में किया जाएगा।

### 7.7.2 निधि की आवश्यकता

कार्यक्रम को दो चरणों में कार्यान्वित किया जाएगा। स्कीम के दो चरणों की समग्र अनुमानित लागत का ब्यौरा परिशिष्ट 7.1 में दिया गया है जिसकी कुल राशि 16,000 करोड़ रुपये है।

#### 7.7.2.1 10वीं योजना के लिए निधियां

10वीं योजना के दौरान कार्यान्वित किए जाने हेतु पहले चरण की पूंजीगत आर्थिक सहायता निधि 5000 करोड़ रुपये है।

इस स्कीम में मौजूदा "एक लाख गांवों और एक करोड़ घरों का त्वरित विद्युतीकरण और ग्रामीण विद्युतीकरण" के लिए न्यूनतम आवश्यकता कार्यक्रम शामिल है।

इस स्कीम का मूल्यांकन किया जा रहा है तथा इन संशोधनों पर 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कार्यान्वयन के समय ध्यान देना होगा।

### 7.7.2.2 11वीं योजना के लिए निधियां

स्कीम के चरण-II से संबंधित निधियों की मांग 10वीं योजना स्कीम के चरण-I के अनुभवों की समीक्षा के बाद तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना परिचय का निर्धारण करने के बाद की जाएगी।

### 7.7.3 ग्रामीण विद्युतीकरण के लिए नई सेवा एजेंसियां

राष्ट्रीय विद्युत नीति में यह उल्लेख किया गया है कि ग्रामीण विद्युतीकरण निगम (आरईसी) ग्रामीण विद्युतीकरण के लक्ष्य को प्राप्त करने संबंधी कार्यक्रम के कार्यान्वयन के लिए केन्द्र सरकार स्तर पर नोडल एजेंसी के रूप में कार्य करेगा। राज्यों को सीपीएसयू की सेवाएं सौंपी गई हैं ताकि वे अपनी इच्छा तथा आवश्यकता के अनुसार ग्रामीण विद्युतीकरण परियोजनाओं के निष्पादन में उनकी सहायता कर सकें। कार्यक्रम की कार्यान्वयन क्षमता को बढ़ाने के उद्देश्य से आरईसी ने एनटीपीसी, पावर ग्रिड, एनएचपीसी और डीवीसी के साथ समझौता ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए हैं जिससे उनकी सेवाओं का उपयोग करने के इच्छुक राज्यों को सीपीएसयू की परियोजना प्रबंधन विशेषज्ञता तथा सामर्थ्यता प्राप्त हो सके। यदि आपसी सहमति से 10 वर्ष की आरंभिक अवधि बढ़ाई जाती है तो यही समझौता ज्ञापन लागू रहेगा।

### 7.7.4 स्कीम की मॉनीटरिंग

इस स्कीम की मॉनीटरिंग ऊर्जा मंत्रालय सहित योजना आयोग और वित्त मंत्रालय द्वारा किए जाने का प्रस्ताव है। समय-समय पर स्कीम का स्वतंत्र रूप से आकलन भी किया जाएगा।

### 7.8 नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय (एमएनआरई) की भूमिका

नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय के अधीन वित्तीय संस्था भारतीय नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (आईआरईडीए) के सहयोग से दूरदराज के गांवों में विद्युतीकरण के लिए उत्तरदायी है। नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय ने सूचना दी है कि लगभग 24418 गांव दूरदराज के क्षेत्रों, पर्वतीय क्षेत्रों, द्वीपों तथा रेगिस्तानों में स्थित हैं जिनकी जनसंख्या 31.3.2005 की स्थिति के अनुसार बहुत कम है। विकेंद्रीकृत विद्युत उत्पादन तथा सौर, पवन ऊर्जा, लघु जल विद्युत तथा बायोमास जैसे अपारम्परिक ऊर्जा स्रोतों के जरिए बहुत कम खर्च पर इन गांवों का विद्युतीकरण किया जा सकता है। अब यह निर्णय लिया गया है कि दूरदराज के उन विद्युत सुविधा रहित गांवों का पता लगाने की जिम्मेदारी सौंपी जाए जिन्हें ग्रामीण विद्युतीकरण निगम को ग्रिड से जोड़ा नहीं जाएगा।

## 7.9 निष्कर्ष

ग्रामीण विद्युतीकरण को विद्युत अधिनियम 2003 में परिकल्पित उच्च प्राथमिकता दी जानी है। फरवरी, 2005 में सरकार द्वारा राष्ट्रीय विद्युत नीति को अंतिम रूप दिया गया था तथा अगस्त, 2006 में ग्रामीण विद्युतीकरण नीति अधिसूचित की गई थी। अगले पांच वर्षों में सभी गांवों के विद्युतीकरण के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए अपेक्षित निधियां उपलब्ध कराने हेतु कई कार्यक्रम तथा स्कीम बनायी गई है। योजना में यथा निष्पादित क्षमता वृद्धि से ग्रामीण विद्युतीकरण की मांग पूरा करने पर भी विचार किया गया है।

\*\*\*\*\*

## परिशिष्ट 7.1

## ग्रामीण विद्युत अवसंरचना तथा ग्रामीण विद्युतीकरण की योजना

## स्कीम का लागत अनुमान

क्रम सं०	विवरण	करोड़ ₹ में
1.	1,25,000 विद्युत रहित गांवों के विद्युतीकरण जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ ग्रामीण विद्युत वितरण बैकबोन (आरईबीडी) एवं ग्रामीण विद्युतीकरण अवसंरचना (वीईआई) तथा 6.50 लाख ₹ / गांव के हिसाब से गांव के 10% घरों को 'लास्ट माइल सर्विस कनेक्टिविटी' सहित बैकबोन नेटवर्क का विकास करना शामिल है	8,125
2.	गरीबी रेखा से नीचे के लोगों अर्थात् 7.8 करोड़ विद्युत सुविधा रहित घरों के 30% घरों के लिए ग्रामीण गृह विद्युतीकरण (कुटीर ज्योति वितरण कार्यक्रम के अनुसार 1500 ₹ / घर के हिसाब से 2.34 करोड़ घर)	3,510
3.	4.62 लाख गांवों के लिए ₹0/1लाख/गांव के हिसाब से पहले से विद्युत सुविधा प्राप्त गांवों में बैकबोन नेटवर्क का संवर्धन जिसमें विद्युत सुविधा रहित आबादियां शामिल हैं।	4,620
4	कुल (1+2+3)	16,255
	<b>स्कीम के लिए परिव्यय</b>	<b>16,000</b>
	मद 1 तथा 3 के लिए 90% तथा मद 2 के लिए 100% की दर से आर्थिक सहायता घटक	14,750
	1% परिव्यय की दर से प्रौद्योगिकी विकास सहित कार्य कलापों को सफल बनाने के लिए आर्थिक सहायता घटक को अलग रखा जाएगा।	160

स्रोत : ऊर्जा मंत्रालय



## अध्याय 8

### कैप्टिव विद्युत उत्पादन

#### 8.0 प्रस्तावना

देश में विविध प्रकार और आकारों के सह-उत्पादन विद्युत संयंत्रों सहित कैप्टिव विद्युत संयंत्र काफी संख्या में मौजूद हैं जिनका उपयोग प्रक्रमण (प्रोसेस) उद्योग में अथवा आंतरिक विद्युत उपभोग में किया जाता है। अनेक उद्योग ग्रिड विद्युत पर निर्भर रहना नहीं चाहते और उन्होंने अपने कैप्टिव विद्युत संयंत्र स्थापित किए हैं ताकि उन्हें विश्वसनीय और उत्तम कोटि की बिजली उपलब्ध हो सके। कुछ संयंत्र केवल आपात स्थिति के दौरान प्रचालन के लिए आपात इकाइयों के रूप में भी संस्थापित किए जाते हैं जब ग्रिड से आपूर्ति उपलब्ध न हो। इसलिए सह-उत्पादन विद्युत संयंत्रों सहित कैप्टिव विद्युत संयंत्र राष्ट्रीय विद्युत नीति की परिकल्पना के अनुसार देश की बिजली की मांग को पूरा करने में संपूरक भूमिका अदा कर सकते हैं और ये विद्युत क्षेत्र का विकास करने में और सब को बिजली उपलब्ध कराने में काफी सहायक होंगे।

#### 8.1 विद्युत अधिनियम, राष्ट्रीय विद्युत नीति और विद्युत मंत्रालय (एमओपी) की अधिसूचना के प्रावधान

- 8.1.1 विद्युत अधिनियम 2003 के अधिनियमन के पश्चात कैप्टिव उत्पादन में फिर से रूचि बढ़ी है। कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से यदि कोई सरप्लस बिजली मिलती है तो उसे ग्रिड में संभरित किया जा सकता है क्योंकि मुक्त या खुली अभिगम्यता की अनुमति दी गई है। विद्युत अधिनियम 2003 द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादन पर विशेष जोर दिया गया है और इसके प्रावधान निम्नानुसार हैं :-

#### परिभाषा

##### धारा-2, खंड 8

"कैप्टिव उत्पादन संयंत्र का अर्थ किसी व्यक्ति द्वारा मुख्यतः स्वयं अपने उपयोग हेतु बिजली का उत्पादन करने के लिए स्थापित किए गए विद्युत संयंत्र से है, और इसमें किसी सहकारी समिति या व्यक्तियों के संघ द्वारा मुख्यतः ऐसी सहकारी समिति या संघ के सदस्यों के उपयोग के लिए बिजली का उत्पादन करने के लिए स्थापित विद्युत संयंत्र शामिल हैं।"

##### धारा-2, खंड 12

"सह-उत्पादन का तात्पर्य उस प्रक्रिया से है जिसके द्वारा उपयोगी उर्जा (बिजली सहित) के दो या उससे अधिक रूपों का उत्पादन साथ-साथ किया जाता है।"

#### कैप्टिव उत्पादन- धारा 9 और (1) और (2)

धारा 9(1) इस अधिनियम में शामिल किसी तथ्य के बावजूद कोई व्यक्ति किसी कैप्टिव उत्पादन संयंत्र और विशिष्ट ट्रांसमिशन लाइनों का निर्माण, रख-रखाव या प्रचालन कर सकता है :

बशर्ते कि ग्रिड के माध्यम से कैप्टिव उत्पादन संयंत्र से बिजली की आपूर्ति उसी तरीके से विनियमित की जाएगी जैसी कि उत्पादक कंपनी के उत्पादन केन्द्र से होती है।

धारा 9(2) - प्रत्येक व्यक्ति जिसने किसी कैप्टिव उत्पादन संयंत्र का निर्माण किया है और वह ऐसे संयंत्र का रख-रखाव एवं प्रचालन करता है, को अपने कैप्टिव उत्पादन संयंत्र से अपने उपयोग के गंतव्य स्थल तक बिजली का संवहन करने के उद्देश्य से खुली अभिगम्यता का अधिकार प्राप्त होगा :

बशर्ते कि ऐसी खुली अभिगम्यता पर्याप्त ट्रांसमिशन सुविधा की उपलब्धता के अधीन होगी और ट्रांसमिशन सुविधा की यह उपलब्धता केन्द्रीय ट्रांसमिशन उपयोगिता या राज्य ट्रांसमिशन उपयोगिता जैसा भी मामला हो, द्वारा तय की जाएगी :

साथ ही, बशर्ते कि ट्रांसमिशन सुविधा की उपलब्धता के संबंध में किसी भी विवाद के बारे में अधिनिर्णयन उपयुक्त आयोग द्वारा किया जाएगा।

8.1.2 इसके अलावा विद्युत मंत्रालय की दिनांक 8.6.2005 की अधिसूचना के अनुसार, कैप्टिव उत्पादन संयंत्र की अपेक्षाएं निम्नानुसार हैं :-

**विद्युत मंत्रालय का निर्देश है कि कैप्टिव संयंत्र का कम से कम 26% स्वामित्व कैप्टिव प्रयोक्ता के पास होना चाहिए और कैप्टिव संयंत्र द्वारा उत्पादित कम से कम 51% बिजली की खपत कैप्टिव प्रयोक्ताओं द्वारा होना चाहिए।**

कोई भी विद्युत संयंत्र अधिनियम की धारा 2 के खंड (8) के साथ पठित धारा 9 के तहत 'कैप्टिव उत्पादन संयंत्र' के रूप में अर्हता प्राप्त नहीं करेगा जब तक कि -

(क) विद्युत संयंत्र के मामले में -

1. कम-से-कम छब्बीस प्रतिशत स्वामित्व कैप्टिव प्रयोक्ताओं द्वारा धारित नहीं हो और
2. ऐसे संयंत्र में उत्पादित समग्र बिजली, जिसे वार्षिक आधार पर तय की जाए, के कम-से-कम इक्यावन प्रतिशत की खपत कैप्टिव उपयोग में न हो :

बशर्ते कि पंजीकृत सहकारी समिति द्वारा स्थापित विद्युत संयंत्र के मामले में उपर्युक्त पैराग्राफ (i) और (ii) के तहत वर्णित शर्तों को सहकारी समिति के सदस्यों द्वारा सामूहिक रूप से पूरा किया जाएगा ;

साथ ही बशर्ते कि व्यक्तियों के संघ के मामले में, कैप्टिव प्रयोक्ता के पास संयंत्र का समग्र रूप से कम-से-कम छब्बीस प्रतिशत स्वामित्व होगा और ऐसे कैप्टिव प्रयोक्ता अधिकतम दस प्रतिशत

के परिवर्तन के भीतर बिजली संयंत्र के स्वामित्व में अपनी हिस्सेदारी के अनुपात में उत्पादित बिजली कम से कम इक्यावन प्रतिशत की खपत करेगा जो वार्षिक आधार पर तय की जाएगी ;

(ख) ऐसे उत्पादन केन्द्र के मामले में जिसका स्वामित्व ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिए विशेष उद्देश्य माध्यम के रूप में निर्मित कंपनी के पास हो, कैप्टिव उपयोग के लिए अभिज्ञात ऐसे उत्पादन केन्द्र की इकाई या इकाईयां न कि समग्र उत्पादन केन्द्र उपर्युक्त उप-खंड(क) के पैराग्राफ (i) और (ii) में निहित शर्तों को पूरा न करें जिनमें निम्नलिखित शामिल हैं :-

**व्याख्या :**

- (i) कैप्टिव प्रयोक्ताओं द्वारा खपत होने वाली अपेक्षित बिजली कैप्टिव उपयोग के लिए अभिज्ञात, समग्र रूप से ऐसी उत्पादन इकाई या इकाईयों के संदर्भ में निर्धारित की जाएगी न कि समग्र उत्पादन केन्द्र के रूप में ; और
- (ii) उत्पादन केन्द्र में कैप्टिव प्रयोक्ताओं द्वारा धारित की जाने वाली साम्य हिस्सेदारी कैप्टिव उत्पादन संयंत्र के रूप में अभिज्ञात उत्पादन इकाई अथवा इकाईयों से संबंधित कंपनी की इक्विटी के अनुपात में छब्बीस प्रतिशत से कम नहीं होगी।

8.1.3 राष्ट्रीय विद्युत नीति में यह बताया गया है कि वे कैप्टिव विद्युत संयंत्र स्थापित करने के संबंध में विद्युत अधिनियम, 2003 में एक उदार प्रावधान किया गया है जिससे न केवल विश्वसनीय, गुणवत्ता पूर्ण और लागत प्रभावी बिजली प्राप्त हो सके बल्कि उद्योग के तीव्र और कुशल विकास के माध्यम से रोजगार के अवसर सृजित हो सकें।

उपभोक्ताओं के समूह द्वारा स्थापित किए जाने वाले कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से संबंधित प्रावधान का उद्देश्य मुख्यतः ऐसे लघु और माध्यम उद्योगों या अन्य उपभोक्ताओं को समर्थ बनाना है जो व्यक्तिगत रूप से लागत प्रभावी तरीके से इष्टतम आकार का संयंत्र स्थापित करने की स्थिति में नहीं है।

नीति में यह भी स्वीकार किया गया है कि भारत में अनेक कैप्टिव और आपाती उत्पादन केन्द्रों के पास सरप्लस क्षमता है जिसकी आपूर्ति बिजली की मांग को पूरा करने के लिए ग्रिड को सतत रूप से अथवा कतिपय समय अवधियों के दौरान की जा सकती है। अधिनियम के अंतर्गत कैप्टिव उत्पादकों की पहुंच लाइसेंसधारकों तक होगी और यह उपभोक्ताओं तक पहुंचेंगे जिन्हें खुली अभिगम्यता की अनुमति दी गई है। कैप्टिव उत्पादकों के लिए ग्रिड-इंटरकनेक्शन को भी सुकर किया जाएगा। इसे प्राथमिकता के आधार पर किया जाएगा ताकि कैप्टिव उत्पादन ग्रिड पर वितरित उत्पादन के रूप में उपलब्ध हो सके।

कैप्टिव बिजली संयंत्रों से अतिरिक्त क्षमता की उर्जा को काम में लगाने के लिए लाइसेंसधारकों और कैप्टिव उत्पादकों के बीच उपयुक्त वाणिज्यिक व्यवस्था संस्थापित किए जाने की आवश्यकता होगी। उपयुक्त नियामक आयोग कैप्टिव उत्पादकों और लाइसेंसधारकों के बीच

ऐसी वाणिज्यिक व्यवस्था का नियामक निरीक्षण करेगा और प्रशुल्क तय करेगा जब लाइसेंसधारक कैप्टिव संयंत्र से बिजली प्राप्त नहीं करता।

## 8.2 कैप्टिव उत्पादन की स्थिति

कैप्टिव विद्युत संयंत्रों (1 मेगावाट और उससे ऊपर) की संस्थापित क्षमता में पर्याप्त वृद्धि हुई है, और 1950 में यह 588 मेगावाट से बढ़कर 31 मार्च, 2005 की स्थिति के अनुसार अर्थात् 10वाँ योजना के तीसरे वर्ष के अंत में 19103 मेगावाट हो गई है। इसमें 8,757 मेगावाट भाप से, 7,715 मेगावाट पवन सहित डीजल से, 3,124 मेगावाट गैस से और 62 मेगावाट पनबिजली आधारित केन्द्रों से शामिल हैं। कैप्टिव संयंत्रों की इस क्षमता द्वारा उत्पादित ऊर्जा 71,582 मिलियन यूनिट थी। 31.3.2005 की स्थिति के अनुसार देश में संस्थापित क्षमता 1,18,419 मेगावाट थी और इसलिए कैप्टिव क्षमता देश में संस्थापित कुल क्षमता का लगभग 16.6% है। ब्योरा नीचे दी गई सारणी 8.1 में दर्शाया गया है :

सारणी 8.1

कैप्टिव संयंत्रों की किस्म वार संस्थापित क्षमता और उत्पादन  
(1 मेगावाट और उससे अधिक)  
31.3.005 की स्थिति के अनुसार

क्र०सं०	किस्म	संस्थापित क्षमता (1 मेगावाट और उससे अधिक) (मेगावाट)	वर्ष 2004-05 में उत्पादन (एमयू)
1.	जल विद्युत	61.97	102.36
2.	भाप	8757	41590.7
3.	डीजल @	7714.69	14270.62
4.	गैस	3123.28	15617.97
5.	कुल	19656.94 *	71581.65

@ पवन ऊर्जा सहित

\* अनंतिम

विद्युत अधिनियम के प्रावधानों और राष्ट्रीय विद्युत नीति, जिसमें कैप्टिव संयंत्रों की स्थापना और उपलब्ध सरप्लस बिजली को ग्रिड में संभरित करने को प्रोत्साहन दिया गया है, को देखते हुए इस सरप्लस क्षमता का आकलन करने का कार्य किया गया है।

## 8.3 सरप्लस कैप्टिव क्षमता

देश के अधिकांश राज्य इस समय अत्यधिक मांग के समय में और वर्ष/दिन के विभिन्न समयों के दौरान भिन्न-भिन्न मात्रा में ऊर्जा की कमी का सामना कर रहे हैं। कैप्टिव संयंत्रों पर दिए जाने वाले जोर और साथ ही अधिनियम के उन प्रावधानों को देखते हुए जिसमें सरप्लस बिजली को ग्रिड में संभरित करने को प्रोत्साहित किया गया है, देश में मौजूदा कैप्टिव क्षमता का आकलन करने तथा उससे उपलब्ध अतिरिक्त क्षमता को ग्रिड में संभरित करने की पहल की गई है।

सरप्लस क्षमता को ग्रिड में संभरित करने में आने वाले तकनीकी/वाणिज्यिक मुद्दों तथा अवरोधों का निराकरण करने तथा इन समस्याओं का निराकरण करने की बाबत उपायों की सिफारिश करने के लिए भी प्रयास किए जा रहे हैं। इससे विनिर्माता, उद्योग और व्यापार संगठन कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से अतिरिक्त बिजली उपलब्ध करा पाएंगे। विभिन्न उद्योगों आदि के साथ हुए विचार विमर्शों और वर्ष में संग्रहीत आंकड़ों के आधार पर यह अनुमान लगाया गया है कि 5500 मेगावाट तक की अतिरिक्त क्षमता मौजूद है जिसे ग्रिड में संभरित किया जा सकता है बशर्ते कि ऐसे आदान-प्रदान का कार्य पूरा होने के लिए शर्तें वाणिज्यिक रूप से आकर्षक और उत्साहवर्द्धक हों। तथापि, कैप्टिव संयंत्रों की ओर से केवल लगभग 1100 मेगावाट की अतिरिक्त बिजली की पेशकश की गई है।

तथापि, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा कैप्टिव विद्युत संयंत्रों के मालिकों और उद्योग संघ के प्रतिनिधियों के साथ 1.3.2007 को बुलाई गई बैठक से पता चलता है कि गत एक वर्ष में अधिकांश कैप्टिव बिजली का उपयोग बड़े हुए कैप्टिव उपयोग के लिए अथवा जनोपयोगी विद्युत सेवा प्रदान करने वाली संस्थाओं और तीसरे पक्ष को आपूर्ति करके किया गया है। तथापि

**कैप्टिव उत्पादन 1950 में 538 मेगावाट से बढ़कर इस समय अर्थात् 31.3.2005 को 19657 मेगावाट हो गया है कैप्टिव क्षमता से उत्पादित उर्जा 72 बीयू है। 11 वीं योजना के दौरान कैप्टिव संयंत्रों से क्षमता में लगभग 12,000 मेगावाट की अनुमानित वृद्धि**

सरप्लस क्षमता की उपलब्धता विभिन्न तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों का समाधान होने के पश्चात कैप्टिव संयंत्रों में क्षमता में वृद्धि होने के साथ और बढ़ सकती है। कैप्टिव संयंत्र विनिर्माताओं से प्राप्त सूचना/व्योक्तों के आधार पर 11 वीं योजना के दौरान कैप्टिव संयंत्रों से लगभग 12,000 मेगावाट की क्षमता वृद्धि की आशा है और संभावना है कि इस क्षमता का लगभग 20% सरप्लस तथा उपलब्ध होगा जिसे ग्रिड में संभरित किया जाय। तथापि इस सरप्लस क्षमता को काम में लगाने के लिए यह आवश्यक है कि जिन विभिन्न मुद्दों/अड़चनों का सामना किया जा रहा है, उनका निराकरण किया जाए तथा तकनीकी और वाणिज्यिक मुद्दों का समाधान किया जाए ताकि निर्यात व्यवस्था को आकर्षक और वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य बनाया जा सके।

#### 8.4 क्षेत्रीय स्तर पर बैठकें

मौजूदा और भावी कैप्टिव विद्युत संयंत्रों/सह-उत्पादन संयंत्रों से अतिरिक्त बिजली प्राप्त करना संभव बनाने हेतु विद्युत मंत्रालय और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने पीटीसी और पीएफसी के साथ क्षेत्रीय स्तर पर अनेक बैठकें की। ये बैठकें उत्तरी क्षेत्र में पीएचडीसीसीआई और शेष क्षेत्रों में सीआईआई (भारतीय उद्योग परिसंघ) की सहायता से आयोजित की गई। चीनी उद्योग के सह-उत्पादन संयंत्रों के मामले में भारतीय चीनी विनिर्माता संघ (आईएसएमए) के साथ भी बैठकें आयोजित की गईं।

तकनीकी और वाणिज्यिक पहलुओं के मामले में इन बैठकों के दौरान अनेक मुद्दे उठाए गए जिन्हें बाद में विद्युत मंत्रालय/फोरम ऑफ रेगुलेटर (एफओआर) के साथ उठाया गया।

#### 8.5 फोरम ऑफ रेगुलेटर (एफओआर) के साथ वित्ता-विमर्श

राज्य विद्युत नियामक आयोगों द्वारा लगाए गए विभिन्न प्रभारों का मुद्दा विद्युत मंत्रालय द्वारा फोरम ऑफ रेगुलेटर (एफओआर) के साथ उठाया गया। एफओआर की बैठक के दौरान सीईआरसी, गुजरात, कर्नाटक, छत्तीसगढ़ आंध्र-प्रदेश, दिल्ली, उड़ीसा, राजस्थान, हरियाणा राज्य के नियामकों, विद्युत मंत्रालय और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से मिलकर बने एक उप-समूह का गठन करने का निर्णय लिया गया। उप-समूह की एक बैठक 16-17 नवंबर, 2005 को हुई और इन मुद्दों पर चर्चा हुई और देश में वितरण संबंधी खुली अभिगम्यता सुकर करने तथा सरप्लास कैप्टिव उत्पादन को काम में लगाने के लिए विभिन्न उपायों की सिफारिश की गई। उप-समूह की मुख्य सिफारिशें निम्नानुसार हैं :

- उपभोक्ताओं को कुछ आर्थिक प्रोत्साहन प्रदान करने हेतु युक्तिसंगत क्रॉस सब्सिडी अधिभार और अन्य प्रभार ताकि वे खुली अभिगम्यता का लाभ उठा सकें।
- खुली अभिगम्यता प्रदान करने की कार्य प्रक्रिया पर्याप्त रूप से सरल होनी चाहिए जिससे उपभोक्ता का अपने विकल्प का प्रयोग करने के लिए प्रोत्साहित किया जा सके।
- सभी भावी कैप्टिव उत्पादन क्षमता को दीर्घकालिक पीपीए में पूर्णतः आबद्ध किए जाने की आवश्यकता नहीं है। 15-20% भावी क्षमता दीर्घकालिक पीपीए से बाहर रखी जा सकती है ताकि यह खुली अभिगम्यता वाले उपभोक्ताओं को अथवा बाजार में उपलब्ध हो सके।
- राज्य विद्युत नियामक आयोगों को कैप्टिव उत्पादन की परिवर्तनीय लागत के अलावा स्थिर लागत के कुछ हिस्से की वसूली की अनुमति देनी चाहिए। कैप्टिव उत्पादक निश्चित कार्यक्रम के आधार पर अपनी सरप्लास विद्युत की पेशकश कर सकते हैं। कैप्टिव विद्युत उत्पादकों से अनिश्चित विद्युत पर भी खरीद के लिए विचार किया जाना चाहिए।
- विभिन्न ईंधनों का उपयोग करने वाले उत्पादकों के लिए 15 मेगावाट संयंत्र आकार के कैप्टिव विद्युत उत्पादक से बिजली की खरीद के लिए बेंचमार्क टैरिफ उपयुक्त आयोग द्वारा बताया जा सकता है।
- किसी कैप्टिव संयंत्र द्वारा संविदा मांग में कटौती करने पर कोई दंड शुल्क नहीं लगाना चाहिए।
- वीसिंग प्रभारों और क्षति की संगणना के लिए उप-समूह ने निम्नलिखित पद्धति विज्ञान की सिफारिश की :
  - ट्रांसमिशन प्रभार ट्रांसमिशन की बोल्टेज स्तर के आधार पर विनिर्दिष्ट किया जाना चाहिए ;
  - ट्रांसमिशन क्षति विनिर्दिष्ट करते समय केवल तकनीकी क्षति को ध्यान में रखा जाना चाहिए
  - क्षति का आंकलन वस्तु के रूप में किया जाना चाहिए अर्थात् खुली अभिगम्यता वाले उपभोक्ता की कर्षण समय सारणी हानि के लिए समायोजित इंजेक्शन समय सारणी होगी।
- समूह ने महसूस किया कि खुली अभिगम्यता वाले उपभोक्ताओं या कैप्टिव विद्युत संयंत्र स्वामियों से अभिक्रियाशील उर्जा प्रभार क्षेत्र के लाइसेंसधारी द्वारा अन्य प्रयोक्ताओं के बराबर लगाया जा सकता है।

### 8.6 कैप्टिव विद्युत संयंत्रों पर कार्यशाला

विद्युत मंत्रालय और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने कोयला मंत्रालय, नवीन और नवीकरणीय उर्जा मंत्रालय और बिजली वित्त निगम लिमिटेड के सहयोग से कैप्टिव विद्युत संयंत्रों पर एक कार्यशाला आयोजित की जिसका उद्देश्य कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को प्रभावित करने वाले नियामक नीति संबंधी विभिन्न मुद्दों, उन कठिनाईयों, जिनका सामना कैप्टिव विद्युत उत्पादक कैप्टिव उत्पादन बढ़ाने में कर रहे हैं, ईंधन आपूर्ति से संबंधित मुद्दों, कैप्टिव विद्युत क्षमता में वृद्धि के लिए भावी योजनाओं, पुरानी इकाईयों के जीर्णोद्धार और सह-उत्पादन संयंत्रों तथा अन्य कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को बढ़ावा देने के लिए अपेक्षित कदमों पर विचार विमर्श करना था।

### 8.7 अभिज्ञात किए गए विभिन्न मुद्दों की स्थिति

क्षेत्रीय स्तर की बैठकों और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण में कैप्टिव विद्युत उत्पादकों/उद्योग संघों आदि के साथ हुई बैठकों के दौरान उठाए गए विभिन्न विनियामक/तकनीकी/वाणिज्यिक मुद्दे तथा की गई कार्रवाई की स्थिति नीचे सारणी 8.2 में दी गई है।

सारणी 8.2

क्र०सं०	मुद्दे	कार्रवाई/स्थिति
1.	खुली अभिगम्यता, जो नयी उत्पादन/ट्रांसमिशन/वितरण परियोजनाओं में निवेश को आकर्षित करने का अत्यंत महत्वपूर्ण प्रावधान है को विद्युत अधिनियम 2003 के उपबंधों और राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार प्रभावी बनाया जाना चाहिए।	अधिकांश राज्य विद्युत नियामक आयोग विनियम जारी कर चुके हैं।
2	कुछ राज्यों में अधिभार/क्रॉस सब्सिडी अधिभार बहुत अधिक है।	भारत सरकार द्वारा 6 जनवरी, 2006 को प्रशुल्क नीति अधिसूचित की गई।
3.	कुछ राज्य सरकारों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादन पर रोपित बहुत अधिक, पक्षपातपूर्ण विद्युत शुल्क और कैप्टिव विद्युत उत्पादन पर उप-कर का रोपण	उप-समूह की सिफारिश है कि कैप्टिव विद्युत संयंत्र से विद्युत उत्पादन पर विद्युत शुल्क रोपित नहीं किया जाना चाहिए। राज्य सरकारों द्वारा इस पर विचार किया जाए।
4	राज्यों की वितरण कंपनियों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को संविदा मांग में कमी की अनुमति नहीं देना जिसके फलस्वरूप मांग प्रभारों का अधिक होना।	उप समूह द्वारा अनुशंसित।
5	जुड़े हुए लोड पर लगाया गया मांग प्रभार चाहे वितरण कम्पनियों से वास्तविक कर्षण कुछ भी हो।	उप-समूह द्वारा अनुशंसित।
6	कैप्टिव संयंत्र से सरप्लस बिजली के अंतरण के लिए	उप-समूह द्वारा अनुशंसित,

	अंतरा-राज्य ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अत्यधिक व्हीलिंग प्रभार	
7	नियामक आयोगों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों पर लगाए गए अन्य प्रभार - अतिरिक्त अधिभार - समानान्तर प्रचालन प्रभार - संविदा मांग प्रभार/वार्षिक न्यूनतम गारंटी प्रभार - ट्रांसमिशन प्रभार - विद्युत कनेक्शन के लिए फिक्स्ड प्रभार - एसएलडीसी प्रभार - अभिक्रियाशील उर्जा प्रभार - संचयन प्रभार	उप-समूह द्वारा अनुशंसित

### 8.8 निष्कर्ष

यह सिफारिश की जाती है कि राष्ट्रीय विद्युत नीति और समेकित उर्जा नीति में यथा परिकल्पित कैप्टिव/समूह कैप्टिव उत्पादन को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। कैप्टिव उत्पादक जिन समस्याओं का सामना कर रहे हैं, उनका आगे निराकरण करने तथा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों से सरप्लस विद्युत का उपयोग करने के लिए निम्नलिखित सिफारिश की जाती है :-

#### (क) सामान्य-कैप्टिव और नवीकरणीय/सह-उत्पादन संयंत्र

- कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से उपलब्ध सरप्लस क्षमता को अभिज्ञात करने के लिए सभी राज्यों के उर्जा विभागों के माध्यम से कार्रवाई शुरू करना और कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से उपलब्ध सरप्लस बिजली की खरीद के लिए राज्यों की जनोपयोगी सेवा प्रदान करने वाली संस्थाओं/वितरण कंपनियों से संपर्क करना।
- एक विकल्प के रूप में, कैप्टिव विद्युत उत्पादक को एबीटी तंत्र के तहत प्रीक्वेसी आधारित यूआई दरों पर टैरिफ प्रदान किया जाय।

इस समय यूआई दरें निम्नानुसार हैं :-

प्रीक्वेसी	यूआई दर (रूपया)
49.0 हर्टज	5.70
49.5 हर्टज	3.45
50.0 हर्टज	1.50
50.5 हर्टज	0.00

- कैप्टिव संयंत्रों के संस्थापन से संबंधित सभी मुद्दों (अर्थात् पर्यावरणीय क्लीयरेंस, खुली अभिगम्यता आदि) को निपटाने के लिए राज्य स्तर पर एकल खिड़की :



### 8.6 कैप्टिव विद्युत संयंत्रों पर कार्यशाला

विद्युत मंत्रालय और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने कोयला मंत्रालय, नवीन और नवीकरणीय उर्जा मंत्रालय और बिजली वित्त निगम लिमिटेड के सहयोग से कैप्टिव विद्युत संयंत्रों पर एक कार्यशाला आयोजित की जिसका उद्देश्य कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को प्रभावित करने वाले नियामक नीति संबंधी विभिन्न मुद्दों, उन कठिनाईयों, जिनका सामना कैप्टिव विद्युत उत्पादक कैप्टिव उत्पादन बढ़ाने में कर रहे हैं, ईंधन आपूर्ति से संबंधित मुद्दों, कैप्टिव विद्युत क्षमता में वृद्धि के लिए भावी योजनाओं, पुरानी इकाईयों के जीर्णोद्धार और सह-उत्पादन संयंत्रों तथा अन्य कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को बढ़ावा देने के लिए अपेक्षित कदमों पर विचार विमर्श करना था।

### 8.7 अभिज्ञात किए गए विभिन्न मुद्दों की स्थिति

क्षेत्रीय स्तर की बैठकों और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण में कैप्टिव विद्युत उत्पादकों/उद्योग संघों आदि के साथ हुई बैठकों के दौरान उठाए गए विभिन्न विनियामक/तकनीकी/वाणिज्यिक मुद्दे तथा की गई कार्रवाई की स्थिति नीचे सारणी 8.2 में दी गई है।

सारणी 8.2

क्र०सं०	मुद्दे	कार्रवाई/स्थिति
1.	खुली अभिगम्यता, जो नयी उत्पादन/ट्रांसमिशन/वितरण परियोजनाओं में निवेश को आकर्षित करने का अत्यंत महत्वपूर्ण प्रावधान है को विद्युत अधिनियम 2003 के उपबंधों और राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार प्रभावी बनाया जाना चाहिए।	अधिकांश राज्य विद्युत नियामक आयोग विनियम जारी कर चुके हैं।
2	कुछ राज्यों में अधिभार/क्रॉस सब्सिडी अधिभार बहुत अधिक है।	भारत सरकार द्वारा 6 जनवरी, 2006 को प्रशुल्क नीति अधिसूचित की गई।
3.	कुछ राज्य सरकारों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादन पर रोपित बहुत अधिक, पक्षपातपूर्ण विद्युत शुल्क और कैप्टिव विद्युत उत्पादन पर उप-कर का रोपण	उप-समूह की सिफारिश है कि कैप्टिव विद्युत संयंत्र से विद्युत उत्पादन पर विद्युत शुल्क रोपित नहीं किया जाना चाहिए। राज्य सरकारों द्वारा इस पर विचार किया जाए।
4	राज्यों की वितरण कंपनियों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों को संविदा मांग में कमी की अनुमति नहीं देना जिसके फलस्वरूप मांग प्रभारों का अधिक होना।	उप समूह द्वारा अनुशंसित।
5	जुड़े हुए लोड पर लगाया गया मांग प्रभार चाहे वितरण कम्पनियों से वास्तविक कर्षण कुछ भी हो।	उप-समूह द्वारा अनुशंसित।
6	कैप्टिव संयंत्र से सरप्लस बिजली के अंतरण के लिए	उप-समूह द्वारा अनुशंसित,

	अंतरा-राज्य ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए अत्यधिक क्लीरिंग प्रभार	
7	नियामक आयोगों द्वारा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों पर लगाए गए अन्य प्रभार <ul style="list-style-type: none"> <li>- अतिरिक्त अधिभार</li> <li>- समानान्तर प्रचालन प्रभार</li> <li>- संविदा मांग प्रभार/वार्षिक न्यूनतम गारंटी प्रभार</li> <li>- ट्रांसमिशन प्रभार</li> <li>- विद्युत कनेक्शन के लिए फिक्स्ड प्रभार</li> <li>- एसएलडीसी प्रभार</li> <li>- अभिक्रियाशील उर्जा प्रभार</li> <li>- संचयन प्रभार</li> </ul>	उप-समूह द्वारा अनुशंसित

### 8.8 निष्कर्ष

यह सिफारिश की जाती है कि राष्ट्रीय विद्युत नीति और समेकित उर्जा नीति में यथा परिकल्पित कैप्टिव/समूह कैप्टिव उत्पादन को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। कैप्टिव उत्पादक जिन समस्याओं का सामना कर रहे हैं, उनका आगे निराकरण करने तथा कैप्टिव विद्युत उत्पादकों से सरप्लस विद्युत का उपयोग करने के लिए निम्नलिखित सिफारिश की जाती है :-

#### (क) सामान्य-कैप्टिव और नवीकरणीय/सह-उत्पादन संयंत्र

- कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से उपलब्ध सरप्लस क्षमता को अभिज्ञात करने के लिए सभी राज्यों के उर्जा विभागों के माध्यम से कार्रवाई शुरू करना और कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से उपलब्ध सरप्लस बिजली की खरीद के लिए राज्यों की जनोपयोगी सेवा प्रदान करने वाली संस्थाओं/वितरण कम्पनियों से संपर्क करना।
- एक विकल्प के रूप में, कैप्टिव विद्युत उत्पादक को एबीटी तंत्र के तहत फ्रीक्वेंसी आधारित यूआई दरों पर टैरिफ प्रदान किया जाय।

इस समय यूआई दरें निम्नानुसार हैं :-

फ्रीक्वेंसी	यूआई दर (रूपया)
49.0 हर्टज	5.70
49.5 हर्टज	3.45
50.0 हर्टज	1.50
50.5 हर्टज	0.00

- कैप्टिव संयंत्रों के संस्थापन से संबंधित सभी मुद्दों (अर्थात् पर्यावरणीय क्लीयरेंस, खुली अभिगम्यता आदि) को निपटाने के लिए राज्य स्तर पर एकल खिड़की :

## अध्याय 9

## नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपग्रेडिंग और जीवन-काल विस्तार

## 9.0 भूमिका

विद्यमान क्षमता से ईष्टतम उत्पादन एक ऐसे परिवेश में सर्वाधिक महत्वपूर्ण कार्य है जहाँ संसाधनों की किल्लत हो। नई विद्युत परियोजनाएं अधिष्ठापित करने के तहत भारी निवेश, संसाधन और तंबी परिपक्वता अवधि शामिल होती है। अतिरिक्त क्षमता अधिष्ठापित करने के लिए अपेक्षित धन की भारी मात्रा को देखते हुए नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आरएंडएम) के माध्यम से विद्यमान उत्पादन क्षमता से ईष्टतम उत्पादन को काफी कम लागत पर और कम समय में अतिरिक्त क्षमता एवं उत्पादन हासिल करने का सर्वोत्तम विकल्प माना जाता है। संयंत्रों का उपयोगी जीवन-काल बढ़ता है जिससे नए संयंत्रों की तुलना में कम लागत पर तथा यथा संभव कम से कम समय में लाभ मिलने लगता है।

## 9.1 ताप विद्युत संयंत्र

## 9.1.1 नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण/जीवन-काल विस्तार कार्यक्रम

## 10वीं पंचवर्षीय योजना कार्यक्रम

संयंत्रों के जीवन-काल, उनके पिछले निष्पादन तथा वर्तमान दशा के आधार पर केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने संयंत्र प्राधिकारियों से परामर्श करके 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार के लिए 106 तथा नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के लिए 57 ताप विद्युत यूनिटों की पहचान की है।

**10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार के लिए 106 तथा नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के लिए 57 ताप विद्युत यूनिटें**

10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्यक्रम की प्रमुख विशेषताएं नीचे तालिका 9.1 में दी गई हैं-

तालिका 9.1

	विवरण	आर एंड एम	एलईपी
i)	शामिल किए गए ताप विद्युत केंद्रों की संख्या	13	32
ii)	ताप विद्युत यूनिटों की संख्या	57	106
iii)	कुल निहित क्षमता (मेगावाट)	14270	10413
iv)	एलईपी के परवत अपेक्षित क्षमता (मेगावाट)	-	10747
v)	आरएंडएम/एलईपी कार्यक्रम से पूर्व यूनिटों का औसत पीएलएफ (%)	-	49
vi)	पूर होने के बाद प्रत्याशित पीएलएफ (%)	-	75
vii)	प्रत्याशित अतिरिक्त उत्पादन प्रति वर्ष (एमयू)	सस्तीनान्स	23700
viii)	अनुमानित लागत (करोड़ रु.)	977	9200

### 9.1.2 नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा जीवन-काल विस्तार कार्यक्रम की समीक्षा - ताप विद्युत

नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण संबंधी राष्ट्रीय समिति ने 10वीं एवं 11वीं पंचवर्षीय योजनाओं के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा जीवन-काल विस्तार से संबंधित कार्यों की समीक्षा की। इसका ब्यौरा नीचे दिया गया है।

#### दसवीं पंचवर्षीय योजना - कार्यक्रम एवं उपलब्धि

सभी 57 यूनिटों में नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण का कार्य पूरा होने के उन्नत चरण पर है। इन स्कीमों का ब्यौरा परिशिष्ट 9.1 में दिया गया है। दसवीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार के लिए अभिचिन्हित 106 यूनिटों में से 11 (985 मेगावाट) यूनिटों पर कार्य पूरा हो चुका है जबकि 8 (474 मेगावाट) पर कार्य चल रहा है तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरा हो जाने की उम्मीद है। 16 अन्य यूनिटों (2560 मेगावाट) पर जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य के लिए आदेश दिए जा चुके हैं। 26 यूनिटों (1698 मेगावाट) पर पुनरुद्धार/जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य को आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं पाया गया है 21 यूनिटें (2203 मेगावाट) ऐसी हैं जिन्हें पहले जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य के लिए शामिल किया गया और अब वे 'उत्कृष्टता में साझेदारी' कार्यक्रम के अंतर्गत शामिल हैं। अगर तकनीकी-आर्थिक दृष्टि से व्यवहार्य पाया गया तो इन यूनिटों पर जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य वांछित सुधार प्राप्त होने के बाद किया जाएगा। शेष 28 यूनिटों (3013 मेगावाट) के संबंध में शीघ्र ही आदेश दिए जाने की संभावना है तथा कार्य 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरा किया जाएगा। संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 9.2 में दिया गया है।

तालिका 9.2

जीवन-काल विस्तार (एलई) संबंधी कार्य	यूनिटों की संख्या/(मेगावाट)
(i) पूरा किया गया कार्य	11 (985)
(ii) निष्पादनाधीन (11वीं पंचवर्षीय में पूरा होने की संभावना)	8 (474)
(iii) दिए गए आदेश	16 (2560)
(iv) आर्थिक दृष्टि से अव्यवहार्य	26 (1698)
(v) पीएलई कार्यक्रम	21 (2203)
(vi) आदेश न दिए गए तथा बाद में शुरू किए जाने की संभावना	24 (2492.5)
<b>कुल</b>	<b>106 (10,413)</b>

10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार के लिए अभिचिन्हित ताप विद्युत यूनिटों की परियोजना-वार भौतिक स्थिति तालिका 9.3 से 9.8 में दी गई है:

(क) ताप विद्युत यूनिट जहाँ 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य पूरा किया गया है

तालिका 9.3

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं	अभिनिर्धारित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
1	कोरवा (पूर्व)	1	40
2		4	40
3		5	120
4		6	120
5	काठागुडम	6	105
6		7	110
7		8	110
8	भटिंडा	1	110
9		2	110
10	इन्नीर	1	60
11		2	60
		11यूनिट	985

(ख) ताप विद्युत यूनिट जहाँ जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य चल रहा है तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरा हो जाने की संभावना है

तालिका 9.4

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं.	अभिनिर्धारित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
1	ओवरा	1	40
2		2	40
3		3	40
4		4	40
5		5	40
6		6	94
7	उकई	1	120
8	हरदुआगंज	5	60
		8 यूनिट	474

(ग) ताप विद्युत यूनिट जहाँ जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य के लिए आदेश दिया गया है

तालिका 9.5

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं.	अभिनिर्धारित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
1	पानीपत	1	110
2	उकई	2	120
3	टूटीकोरीन	1	210
4		2	210
5		3	210
6	अमरकंटक	3	120
7		4	120

8	ओवरा	9	200
9		10	200
10		11	200
11		12	200
12		13	200
13	मट्टेडा	3	110
14		4	110
15	गांधी नगर	1	120
16	गांधी नगर	2	120
		16 यूनिट	2560

(घ) ताप विद्युत यूनिट जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य को आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं पाया गया

तालिका 9.6

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं.	अभिनिष्ठासित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
1	हरदुआगंज	1	40
2	अमरकंटक	1	30
3		2	20
4	पारस	2	58
5	भुसावल	1	58
6	पली	1	30
7		2	30
8	चंद्रपुरा (एसआईवी)	1	30
9	बोंगाईगाँव	1	60
10		2	60
11	नामरूप	1	23
12	बोकारो	1	45
13		2	45
14		3	45
15	कोराडी	1	115
16		2	115
17		3	115
18		4	115
19	धुवरान	1	63.5
20		2	63.5
21		3	63.5
22		4	63.5
23	पट्टादू	4	40
24		5	90
25	नासिक	1	140
		2	140
		26 यूनिट	1698

(ड.) ताप विद्युत यूनिट जिनका निष्पादन अच्छा नहीं है तथा जिन्हें उत्कृष्टता में साझेदारी (पीएलई) कार्यक्रम के अंतर्गत लिया गया है

तालिका 9.7

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं.	अभिनिर्धारित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
उत्तर प्रदेश			
1	ओबरा	7	94
2		8	94
3	पंकी	3	105
4		4	105
5	हरदुआगंज	3	60
6		4	60
7		7	105
गुजरात			
8	धुवराज	5	140
9		6	140
झारखण्ड			
10	चंद्रपुरा	1	130
11	(डीवीसी)	2	130
12		3	130
13	पट्टादू	6	90
पश्चिम बंगाल			
14	संतालडीह	1	120
15		2	120
16		3	120
17	बंदेल	1	80
18		2	80
19		3	80
20		4	80
21	दुर्गापुर (डीवीसी)	3	140
		21 यूनिट	2203

(च) ताप विद्युत यूनिट जहाँ जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य के लिए आदेश बाद में दिए जाने की संभावना है

तालिका 9.8

क्र.सं.	केंद्र का नाम	यूनिट सं.	अभिनिर्धारित वर्तमान क्षमता (मेगावाट)
1	बदरपुर	1	95
2		2	95
3		3	95
4		4	210
5		5	210
6	पानीपत	3	110
7		4	110
8	फरीदाबाद	1	55
9		2	55
10		3	55
11	सतपुड़ा	1	62.5
12		2	62.5
13		3	62.5
14		4	62.5
15		5	62.5
16	विजयवाड़ा	1	210
17		2	210
18	चंद्रपुरा (डीवीसी)	4	120
19		5	120
20		6	120
21	बरौनी	4	50
22		5	50
23	पट्टाटू	7	105
24		8	105
		24 यूनिट	2492.5

ऐसी यूनिटों का ब्यौरा तालिका 9.9 में दिया गया है जहाँ 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य पूरा किया गया है तथा उनके निष्पादन में सुधार आया है:



**10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जहाँ जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य पूरे किए गए हैं वहाँ यूनिटों के पीएलएफ की दृष्टि से उपलब्धि**  
**तालिका 9.9**

क्रम सं.	केन्द्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)	पूरा होने की तिथि	एलई से पूर्व पी एलएफ (%) - वर्ष 1999-2000 से 2001-02 तक का औसत	पीएलएफ (%)	अभ्युक्ति
1	कोठागुडम	6	105	15.08.2002	56.64	92.69 *	* वर्ष 2003-04 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
2	कोठागुडम	7	110	13.05.2004	70.64	89.29 **	** वर्ष 2004-05 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
3	कोठागुडम	8	110	09.03.2004	65.59	87.98***	** वर्ष 2004-05 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
4	कोरबा(पूर्व)	1	40	03.03.2004	76.10	91.10**	** वर्ष 2004-05 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
5	कोरबा(पूर्व)	4	40	03.10.2003	75.53	87.75**	** वर्ष 2004-05 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
6	कोरबा(पूर्व)	5	120	03.03.2005	61.16	73.64****	*** वर्ष 2005-06 का पीएलएफ
7	कोरबा(पूर्व)	6	120	08.10.2003	61.64	77.78**	** वर्ष 2004-05 से 2005-06 तक का औसत पीएलएफ
8	भटिंडा	2	110	05.10.2005	76.85		एलई कार्य अक्टूबर 2005 में पूरा हो गया  यूनिट पूर्ण भार पर चल रहा है।
9	भटिंडा	1	110	फरवरी 2007	69.9		एलई कार्य फरवरी 2007 में पूरा हुआ, यूनिट तुल्यकालीकरण के अधीन
10	इन्नौर	2	60	अप्रैल 2006	51.05		एलई कार्य अप्रैल 2006 में पूरा हो गया, यूनिट स्थिरीकरण के अधीन
11	इन्नौर	1	60	जनवरी 07	54.7		एलई कार्य जनवरी 2007 में पूरा हुआ, यूनिट तुल्यकालीकरण के अधीन

### 9.1.3 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए कार्यक्रम - ताप विद्युत

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के लिए कुल 7395 मेगावाट की 34 यूनिटों की पहचान की गई है जिसका ब्यौरा परिशिष्ट 9.2 में दिया गया है।

जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य के मामले में योजनाएं तैयार की गई हैं जिसका संक्षिप्त ब्यौरा नीचे दिया गया है:

11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए  
नियोजित यूनिटें

यूनिटों की संख्या 71 (इसमें 10वीं योजना से  
फिसली 12 यूनिटें शामिल हैं)

पीएलई कार्यक्रम में 22 केंद्र शामिल किए गए हैं

11वीं पंचवर्षीय योजना में जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्य का ब्यौरा तालिका 9.10 में दिया गया है:

तालिका 9.10

11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्यक्रम - ताप विद्युत

विवरण	जीवन-काल विस्तार (एलई)
शामिल की गई यूनिटों की सं.	71
क्षमता (मेगावाट)	11,762
अनुमानित लागत (करोड़ रु.)	1 करोड़ रु. से 1.25 करोड़ रु. प्रति मेगावाट
लक्षित लाभ (मिलियन यूनिट/वर्ष)	जीवन-काल में 15-20 वर्ष की वृद्धि

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्यक्रम के तहत शामिल योजनाओं का यूनिट-वार ब्यौरा परिशिष्ट 9.3 में दिया गया है। यह 8 यूनिटों पर चल रहे एलई कार्य के अलावा है जिन्हें 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरा किए जाने की संभावना थी परंतु अब 11वीं पंचवर्षीय योजना में फिसल गई हैं।

### 9.1.4 प्रचालन एवं अनुरक्षण (आएंडएम) की आधुनिक प्रथाओं द्वारा निष्पादन में सुधार - संयंत्र के निष्पादन में उत्कृष्टता के लिए साझेदारी

देखा गया कि राज्य में मौजूद बिजली की कमी तथा अवशेष जीवन-काल आकलन अध्ययन और जीवन-काल विस्तार कार्यक्रम के क्रियान्वयन हेतु अपेक्षित लंबे शटडाऊन के कारण उनके यूटिलिटियाँ जीवन-काल विस्तार संबंधी कार्यक्रम शुरू करने के प्रति अनिच्छुक थी। इसलिए इन यूनिटों के निष्पादन में चरणबद्ध ढंग से सुधार लाने की योजना बनाई गई। इस कार्यक्रम के अंतर्गत ऐसी विद्युत उत्पादन कंपनियाँ जिनका निष्पादन अच्छा है, गैर-निष्पादन कंपनियों के निष्पादन में सुधार के लिए सहायता प्रदान

करती हैं। इस सिलसिले में सीईए ने पूरे देश में कुल 7930.5 मेगावाट क्षमता की 11 यूटिलिटीयों के 22 विद्युत केंद्रों की पहचान की है। इनमें से 5050 मेगावाट प्रचालन क्षमता के 17 केंद्र एनटीपीसी को सौंपे गए तथा एक केंद्र (280 मेगावाट) टाटा पावर को सौंपा गया। शेष 4 केंद्रों मामले में संबंधित कंपनियाँ स्वयं कदम उठा रही हैं। एनटीपीसी को सौंपे गए संयंत्रों ने राष्ट्रीय औसत पीएलएफ को देखते हुए 3690 मिलियन यूनिट अतिरिक्त ऊर्जा उत्पादन दर्ज किया जो 720 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि के समतुल्य है। इतनी क्षमता अभिवृद्धि के लिए किसी ग्रीनफील्ड परियोजना में लगभग 3000 करोड़ रु. के निवेश की जरूरत पड़ती है। नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा जीवन-काल विस्तार के लिए कुछ अतिरिक्त यूनिटों की भी पहचान की गई है। आरएंडएम/एलई के लिए निवेश संबंधी निर्णय लागत और लाभ के विश्लेषण पर आधारित होगा। आर्थिक रूप से व्यवहार्य न होने पर विद्यमान स्थलों पर नया संयंत्र अधिष्ठापित करने पर विचार किया जा सकता है।

### पीएलई कार्यक्रम के क्रियान्वयन में शामिल चरण

" पीएलई कार्यक्रम को नीचे उल्लिखित 3 चरणों में क्रियान्वित करने की परिकल्पना की गई है:

**चरण - I** प्रचालन एवं अनुरक्षण कार्य को मजबूती प्रदान करना तथा प्रचालन कार्मिकों का प्रशिक्षण

**चरण - II** मूल उपस्कर विनिर्माताओं (ओईएम) से आवश्यक पुर्जें अधिग्रहित करना, व्यापक ओवरहालिंग करना और 60% से अधिक पीएलएफ करने के लिए आवश्यक आर एंड एम कार्य करना।

**चरण - III** अवशेष जीवन-काल आकलन (आरएलए) अध्ययन तथा तकनीकी- आर्थिक व्यवहार्यता के आधार पर नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण/जीवन-काल विस्तार (आर एंड एम/एलई) कार्य।

### प्रगति की वर्तमान स्थिति

अभिविहित केंद्रों पर निम्नलिखित कदम उठाए गए हैं/उठाए जा रहे हैं:

- अक्टूबर 2005 से दिसंबर 2005 के बीच बेहतर निष्पादन पार्टनरों अर्थात् एनटीपीसी और टाटा पावर द्वारा संबंधित विद्युत कंपनियों के साथ करार हस्ताक्षरित किए गए हैं।
- एनटीपीसी ने 13 केंद्रों पर 136 कार्यपालक लगाया है तथा पीएलई कार्यक्रम के क्रियान्वयन एवं मानीटरिंग के लिए पटना में प्रधान कार्यालय भी स्थापित किया है। एनटीपीसी के शेष 2 पीएलई केंद्रों अर्थात् बंडेल और संतालडीह में पीएलई कार्यक्रम एनटीपीसी द्वारा भेजी गई सूचना के अनुसार डब्ल्यूबीपीडीसीएल की रुचि न होने के कारण शुरू नहीं कए जा सके। जैसा कि एनटीपीसी ने सूचित किया है, डब्ल्यूबीपीडीसीएल ने इन यूनिटों की आयु अधिक हो जाने के कारण बंडेल टीपीएस (यूनिट 1 से 4) को धीरे-धीरे बंद करने की योजना बनाई है। कोयला हैंडलिंग प्लांट की अपर्याप्त क्षमता के कारण संतालडीह टीपीएस कम पीएलएफ पर काम कर रहा है।
- टाटा पावर ने पीएलई कार्यक्रम के कारगर क्रियान्वयन एवं मानीटरिंग के लिए जीएसईसीएल के धुवरान केंद्र (यूनिट 1 एवं 2) में अपने कार्यपालक तैनात किए हैं।

- एनटीपीसी द्वारा 13 पीएलई केंद्रों तथा टाटा पावर द्वारा एक (1) पीएलई केंद्र पर परिष्कृत ओ एंड एम प्रथा और न्यूनतम मरम्मत से संबंधित चरण - I के कार्य अधिकांशतः पूरे कर लिए गए हैं।
- एनटीपीसी के ओ एंड एम प्रणाली मैनुअल के अनुसार प्रबंधन प्रक्रिया का क्रियान्वयन प्रगति पर है।
- एनटीपीसी द्वारा 13 पीएलई केंद्रों पर व्यापक मरम्मत से संबंधित चरण - II के कार्य शुरू किए गए हैं। पुर्जों की आपूर्ति की गति तेज करने तथा संबंधित विद्युत कंपनियों के साथ समझौता ज्ञापन हस्ताक्षरित करने की आवश्यकता का निराकरण करने के लिए विद्युत कंपनियों द्वारा भेल को खुला आदेश सौंपने की प्रणाली शुरू की गई है। अधिकांश विद्युत कंपनियों ने अक्टूबर-नवंबर 2006 में भेल को पुर्जों की आपूर्ति के लिए खुला आदेश दिया है।
- पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत शामिल विभिन्न केंद्रों में दिसंबर 2006 तथा अप्रैल से दिसंबर 2006 के दौरान और पिछले वर्ष इसी अवधि के दौरान पीएलएफ और विद्युत उत्पादन का ब्यौरा पशिष्ट 9.4 में दिया गया है। यह देखा जा सकता है कि एनटीपीसी एवं टाटा पावर की साझेदारी में पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत 10 केंद्रों ने पिछले वर्ष अप्रैल से दिसंबर की अवधि की तुलना में अप्रैल से दिसंबर 2006 के दौरान विद्युत उत्पादन एवं पीएलएफ में उल्लेखनीय सुधार का प्रदर्शन किया है।

#### उपलब्धियाँ

पीएलएफ में सुधार के रूप में इस कार्यक्रम ने परिणाम दर्शाना शुरू कर दिया है। 8 (आठ) केंद्रों ने 65% से अधिक पीएलएफ प्राप्त किया, जैसाकि तालिका 9.11 में दर्शाया गया है:

तालिका 9.11

पीएलई कार्यक्रम के तहत जीवन-काल विस्तार के लिए चुनी गई विभिन्न यूनिटों के पीएलएफ में सुधार

क्रम सं.	यूटिलिटी	विद्युत केंद्र	पीएलई के तहत क्षमता (मेगावाट)	संवर्धन मार कारक (%)	
				दिसंबर 05	दिसंबर 06
1.	जेएसईबी	पट्टादू यूनिट 1 एवं 2	80 मेगावाट	38.00	83.15
2.	डीवीसी	दुर्गापुर यूनिट- 3 एवं 4	350 मेगावाट	42.23	81.29
3.	आईपीजीसीएल	राजघाट यूनिट- 1 एवं 2	135 मेगावाट	84.31	81.17
4.	डीवीसी	चंद्रपुरा यूनिट 1,2 एवं 3	390 मेगावाट	70.98	78.04
5.	टीएनईबी	इन्नौर यूनिट 2,3 एवं 5	280 मेगावाट	21.37	73.49
6.	टीवीएनएल	तेनुघाट यूनिट- 1 एवं 2	420 मेगावाट	45.73	72.33
7.	यूपीआरवीयूएनएल	परीच्चा यूनिट 1,2	220 मेगावाट	26.49	71.28
8.	डीवीसी	बोकारो "बी" यूनिट- 1,2 एवं 3	630 मेगावाट	65.03	68.58

अधिकांश अन्य केंद्रों ने भी अपने पीएलएफ में सुधार का प्रदर्शन किया है। निष्पादन में यह सुधार पीएलई कार्यक्रम से संबंधित चरण- I के कार्यों के क्रियान्वयन के माध्यम से हुआ है। इसके अलावा, चरण- II के कार्यकलापों के पूरा हो जाने पर पीएलएफ में सुधार की उम्मीद है। इसलिए चरण- II के कार्यक्रम को जारी रखने की आवश्यकता है तथा ऐसे नए केंद्रों को पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत शामिल करने पर विचार किया जा सकता है जो लगातार 60% से कम पीएलएफ पर चल रहे हैं तथा उनके शेष जीवन की अवधि पर्याप्त है। पीएलई कार्यक्रम में शामिल करने के लिए तालिका 9.12 में दिए गए ब्यौरे पर विचार किया जा सकता है।

तालिका 9.12

60% से कम पीएलएफ पर चलने वाले केंद्र जिन पर पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत शामिल करने के लिए विचार किया जा सकता है

केंद्र का नाम	क्षमता (मेगावाट)	पीएलएफ (%) दिसंबर तक	
		05-06	06-07
फरीदाबाद विस्तार (एचपीजीसी)	3x60=180	50.3	40.9
चंद्रपुर (एमएसईबी)	4x210+3x500=2340	68.4	58.0
नैवेली लिग्नाइट चरण-II (एनएलसी)	7x210 = 1470	74.7	58.3

## 9.2 जल विद्युत संयंत्र

### 9.2.1 आर एंड एम कार्यक्रम की समीक्षा

आर.एंड.एम. कार्यक्रम के लाभों को स्वीकार करते हुए भारत सरकार ने जल विद्युत संयंत्रों के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण की रणनीति तैयार करने के लिए 1987 में एक राष्ट्रीय समिति गठित की।

1998 में घोषित जल विद्युत विकास संबंधी अपनी नीति में भारत सरकार ने जल विद्युत संयंत्रों के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण की सतत आवश्यकता पर बल दिया था। तदनुसार, भारत सरकार ने चरण-II के तहत क्रियान्वयन हेतु जल विद्युत की नई आर एंड एम योजनाओं की पहचान करने के लिए एक स्थाई समिति का गठन किया। स्थाई समिति के विचारार्थ विभिन्न राज्य विद्युत बोर्डों/कंपनियों से आर एंड एम प्रस्ताव प्राप्त हुए। अगले 10-12 वर्षों में अर्थात् 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के अंत तक हाथ में लिए जाने वाले कार्यक्रमों को अंतिम रूप देने के लिए इन प्रस्तावों पर राज्य विद्युत बोर्डों/कंपनियों के साथ चर्चा की गई।

### 9.2.2 10वीं और 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम कार्यक्रम

(क) 1987 में गठित आर एंड एम संबंधी राष्ट्रीय समिति ने 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जल विद्युत आर एंड एम तथा अपरेटिंग कार्यक्रम और उपलब्धियों की समीक्षा की। नियोजित परियोजनाओं, पूरी की गई परियोजनाओं तथा ऐसी परियोजनाओं का संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 9.13 में दिया गया है जिनपर 10वीं पंचवर्षीय योजना में कार्य चल रहा है।

## तालिका 9.13

10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम एवं जीवन-काल विस्तार कार्यक्रम तथा उपलब्धियों का सारांश - जल विद्युत

विवरण	आरएंडएम	एलई
शामिल परियोजनाओं की संख्या	37	16
क्षमता (मेगावाट)	5257.85	636.25
अनुमानित लागत (करोड़ रु.)	1116.11	
जनवरी 2007 तक किया गया व्यय (करोड़ रु.)	1052.97	
लक्षित लाभ (मेगावाट)	137.83	636.25
प्राप्त वास्तविक लाभ	125.5	569.64

10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरी की गई परियोजनाओं का परियोजना-वार ब्यौरा परिशिष्ट 9.5 में तथा पहले 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान पूरा करने के लिए निर्धारित परंतु अब 11वीं पंचवर्षीय योजना में फिसल चुकी, चल रही परियोजनाओं का ब्यौरा परिशिष्ट 9.6 में दिया गया है।

## (ख) 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए कार्यक्रम - जल विद्युत

11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए निर्धारित जल विद्युत से संबंधित आर एंड एम तथा अपरेटिंग योजनाओं का ब्यौरा तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना के कार्यक्रमों एवं चल रही परियोजनाओं तथा जिन परियोजनाओं पर अभी कार्य शुरू होना है उनका संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 9.14 में दिया गया है:

## तालिका 9.14

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम एवं जीवन-काल विस्तार तथा उपलब्धियों का सारांश - जल विद्युत

विवरण	आरएंडएम	एलई
शामिल परियोजनाओं की संख्या	60	41
क्षमता (मेगावाट)	11230.15	4025.20
अनुमानित लागत (करोड़ रु.)	3465.64	
जनवरी 2007 तक किया गया व्यय (करोड़ रु.)	274.29	
लक्षित लाभ (मेगावाट)	302.25	4025.20
प्राप्त वास्तविक लाभ		

11वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा किए जाने के लिए निर्धारित चल रही जल विद्युत संबंधी आर एम एंड यू परियोजनाओं का परियोजना-वार ब्यौरा परिशिष्ट 9.7 में दिया गया है। 11वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा किए जाने के लिए निर्धारित जल विद्युत से संबंधित आर एम एंड यू परियोजनाओं जिनपर कार्य अभी शुरू किया जाना है, का परियोजना-वार ब्यौरा परिशिष्ट 9.8 में दिया गया है।

### 9.2.3 आरएम एंड यू के लिए 12वीं पंचवर्षीय योजना के कार्यक्रम

12वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा किए जाने के लिए निर्धारित जल विद्युत से संबंधित आर एम एंड यू परियोजनाओं, जिनपर क्रियान्वयन के लिए कार्य अभी तक शुरू नहीं हुआ है, का राज्य-वार सूची परिशिष्ट 9.9 में दी गई है।

### 9.3 निष्कर्ष

विद्यमान विद्युत उत्पादन केंद्रों के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर एंड एम) से समतुल्य स्तर की नई उत्पादन क्षमता अधिष्ठापित करने पर आने वाली लागत की तुलना में काफी कम लागत पर अतिरिक्त बिजली का उत्पादन हो सकता है। नए संयंत्र स्थापित करने में जितना समय लगता है उसकी तुलना में आर एंड एम के माध्यम से लाभ मिलने में लगने वाला समय भी कम है। पीएलई कार्यक्रम से पिछले वर्ष अप्रैल से दिसंबर की अवधि की तुलना में अप्रैल से दिसंबर 2006 के दौरान 2778 मिलियन यूनिट अतिरिक्त बिजली का उत्पादन हुआ।

\*\*\*\*\*

परिसिष्ट 9.1  
(पृष्ठ 2 का 1)

10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम के लिए अभिविहित ताप विद्युत युनिटें

क्र.सं	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)	प्रारंभण वर्ष	अनुमानित लागत (करोड़ रु)
राजस्थान						
1	आरआरवीयूएनएल	कोटा	1	110	1983	60.97
2			2	110	1983	
3			3	210	1988	
4			4	210	1989	
5			5	210	1994	
कुल-राजस्थान			5 यूनिट	850		60.97
पंजाब						
6	पीएसईबी	रोपड़	1	210	1984	101.64
7			2	210	1985	
8			3	210	1988	
9			4	210	1989	
10			5	210	1992	
11			6	210	1993	
कुल-पंजाब			6 यूनिट	1260		101.64
महाराष्ट्र						
12	एमएसईबी	नासिक	3	210	1979	48.47
13			4	210	1980	
14			5	210	1981	
15	एमएसईबी	कोराडी	5	200	1978	54.35
16			6	210	1982	
17			7	210	1983	
18	एमएसईबी	चंद्रपुरा	1	210	1983	62.21
19			2	210	1984	
20			3	210	1985	
21			4	210	1986	
22			5	500	1991	
23		6	500	1992		
24	एमएसईबी	पली	3	210	1980	29.92
25			4	210	1985	
26			5	210	1987	
27	एमएसईबी	खापरखेडा	1	210	1989	6.47
28			2	210	1990	
29	एमएसईबी	मुसावल	2	210	1979	24.03
30			3	210	1992	
कुल-महाराष्ट्र			19 यूनिट	4560		225.45
गुजरात						
31	जीईबी	कच्छ लिग्नाइट	1	70	1991	103.7
32			2	70	1997	
कुल-गुजरात			2 यूनिट	140		103.7
33	एनटीपीसी	सिंगरीली एसटीपीएस	1	200	1982	184.23
34			2	200	1982	
35			3	200	1983	
36			4	200	1983	
37			5	200	1984	
38			6	500	1986	
39			7	500	1987	
40	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस	1	200	1983	



परिशिष्ट 9.1  
(पृष्ठ 2 का 2)

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)	प्रारंभण वर्ष	अनुमानित लागत (करोड़ रु)
41			2	200	1983	109.26
42			3	200	1984	
43			4	500	1987	
44			5	500	1988	
45			6	500	1989	
46			एनटीपीसी	विध्याचल	1	
47			2	210	1988	
48			3	210	1989	
49			4	210	1990	
50			5	210	1990	
51			6	210	1991	
52	एनटीपीसी	समागुंडम	1	200	1983	80.26
53			2	200	1984	
54			3	200	1984	
55			4	500	1988	
56			5	500	1989	
57			8	500	1989	
	कुल-एनटीपीसी		25	7460		484.96
कुल (एनटीपीसी की यूनिटों सहित)			87	14270		976.72

परिशिष्ट 9.2

(पृष्ठ 2 का 1)

11 वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एंड एम के लिए अभिविहित ताप विद्युत युनिटें

राज्य क्षेत्र

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		मेक		प्रारंभण वर्ष
				रेटेड	डीरेटेड	बायलर	टीजी	
दिल्ली								
1	आईएजीसीएल	राजघाट	1	67.5	67.5	भेल	भेल	1989
2			2	67.5	67.5	भेल	भेल	1989
			कुल		135	135		
झारखंड								
3	जेएसईबी	पट्टाटू	9	110	110	भेल	भेल	1984
4			10	110	110	भेल	भेल	1986
			कुल		220	220		
5	डीवीसी	दुर्गापुर	3	140	140	बीएंडडब्ल्यू युके	जीई, यूएसए	1966
6			4	210	210	भेल	भेल	1981
			कुल		350	350		
पश्चिम बंगाल								
7	डीपीएल	दुर्गापुर	6	110	110	एवीबी	भेल	1985
		कुल		110	110			
बिहार								
8	बीएसईबी	मुजफ्फपुर		110	110	भेल	भेल	1985
9			2	110	110	भेल	भेल	1986
			कुल		220	220		
कुल योग				1035.00	1035.00			

परिशिष्ट 9.2

(पृष्ठ 2 का 2)

केंद्रीय क्षेत्र (एनटीपीसी केंद्र)								
क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		भेद		प्रारंभण वर्ष
				रेटेड	डीरेटेड	बायलर	टीजी	
उत्तर प्रदेश								
1	एनटीपीसी	एनसीटीपीपी, दादरी	1	210	210	भेल	भेल	1992
2			2	210	210	भेल	भेल	1992
3			3	210	210	भेल	भेल	1993
4			4	210	210	भेल	भेल	1994
		कुल		840	840			
5	एनटीपीसी	टांडा	1*	110	110	भेल	भेल	1988
6			2*	110	110	भेल	भेल	1989
7			3*	110	110	भेल	भेल	1990
8			4*	110	110	भेल	भेल	1998
		कुल		440	440			
9	एनटीपीसी	उंचाहार	1*	210	210	भेल	भेल	1988
10			2*	210	210	भेल	भेल	1989
		कुल		420	420			
11	एनटीपीसी	रिहंद चरण-1	1*	500	500	भेल	भेल	1988
12			2*	500	500	भेल	भेल	1989
		कुल		1000	1000			
बिहार								
13	एनटीपीसी	कहलुगंगा	1	210	210	भेल	भेल	1992
14			2	210	210	भेल	भेल	1994
15			3	210	210	भेल	भेल	1995
16			4	210	210	भेल	भेल	1996
		कुल		840	840			
पश्चिम बंगाल				840	840			
17	एनटीपीसी	फरक्का चरण-1	1*	200	200	भेल	भेल	1986
18		एसटीपीएस	2*	200	200	भेल	भेल	1986
19			3*	200	200	भेल	भेल	1984
		कुल		600	600			
20	एनटीपीसी	फरक्का चरण-2	1	500	500	अंसाल्डो	भेल	1992
21		एसटीपीएस	2	500	500	अंसाल्डो	भेल	1994
		कुल		1000	1000			
उड़ीसा								
22	एनटीपीसी	तालचैर टीपीएस	1*	110	110	भेल	भेल	1982
23		चरण-2	2*	110	110	भेल	भेल	1983
		कुल		220	220			
24	एनटीपीसी	तालचैर कनीहा	1	500	500	भेल	भेल	1995
25		चरण-1 एसटीपीएस	2	500	500	भेल	भेल	1996
		कुल		1000	1000			
		कुल		6360	6360			

- 10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसली युनिटें

- 10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसली यूनिटें

परिशिष्ट 9.3  
(पृष्ठ 4 का 1)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान जीवन-काल विस्तार कार्य के लिए अभिविहित ताप विद्युत युनिटें  
राज्य क्षेत्र

क्र. सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		मेक		प्रारंभण वर्ष	वर्तमान स्थिति
				रेटेड	डिरेटेड	बायलर	टीजी		
उत्तर प्रदेश									
1		ओबरा	9*	200	200	भेल	भेल	1980	मार्च 2006 में अपरेटिंग सहित एलओआई भेल को दिया गया है
2			10*	200	200	भेल	भेल	1979	
3			11*	200	200	भेल	भेल	1977	
4			12*	200	200	भेल	भेल	1981	
5			13*	200	200	भेल	भेल	1982	
		कुल		1000	1000				
हरियाण									
6	एचपीजीसीएल	पानीपत	3	110	110	भेल	भेल	1985	अभी लिया जाना है
7			4	110	110	भेल	भेल	1987	
			कुल		220	220			
पंजाब									
8	पंजाब	भटिंडा	3*	110	110	भेल	भेल	1978	31.8.2006 को एलओआई भेल को दिया गया
9			4*	110	110	भेल	भेल	1979	
			कुल		220	220			
10		रोपड़	1	210	210	भेल	भेल	1984	अभी लिया जाना है
11			2	210	210	भेल	भेल	1985	
		कुल		420	420				
गुजरात									
12	जीएसटीएल	उकई	2*	120	120	भेल	भेल	1976	एलई कार्य के लिए भेल को आदेश सौंपा गया
13			3	200	200	भेल	भेल	1979	
14			4	200	200	भेल	भेल	1979	
15			5	210	210	भेल	भेल	1985	
		कुल		730	730				
16		गांधी नगर	1*	120	120	भेल	भेल	1977	आरएडएच/एलई कार्य के लिए भेल के प्रस्ताव पर समझौता हुआ तथा कीमत स्थिर की गई। जीएसटीसीएल सीधे ही आदेश सौंपने वाला है
17			2*	120	120	भेल	भेल	1977	
		कुल		240	240				
18		वानकबोरी	1	210	210	भेल	भेल	1982	अभी लिया जाना है
19			2	210	210	भेल	भेल	1983	
20			3	210	210	भेल	भेल	1984	
		कुल		630	630				
महाराष्ट्र									
21	एमएसपीजीसीएल	कोरडी	5	200	200	भेल	भेल	1976	अभी लिया जाना है
			कुल		200	200			

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		भेद		प्रारंभण वर्ष	वर्तमान स्थिति	
22		नासिक	3	210	210	भेल	भेल	1979	अभी लिया जाना है	
		कुल		210	210					
23		चंद्रपुर	1	210	210	एवीबी	भेल	1983	अभी लिया जाना है	
24			2	210	210	एवीबी	भेल	1984		
कुल				420	420					
महाराष्ट्र										
25	एमएसपीजीसीएल	पर्ली	3	210	210	भेल	भेल	1980	अभी लिया जाना है	
		कुल		210	210					
26		भुसावल	2	210	210	भेल	भेल	1979	अभी लिया जाना है	
			कुल		210	210				
मध्य प्रदेश										
27	एमपीपीजीसीएल	सतपुड़ा	6	200	200	भेल	भेल	1979	अभी लिया जाना है	
28			7	210	210	भेल	भेल	1980		
			कुल		410	410				
छत्तीसगढ़										
29	सीएसईबी	कोरबा (डब्ल्यू)	1	210	210	भेल	भेल	1983	अभी लिया जाना है	
30			2	210	210	भेल	भेल	1984		
31			3	210	210	एवीएल	भेल			
32			4	210	210	एवीएल	भेल			
				840	840					
झारखण्ड										
33	जेएसईबी	पट्टादू	7	110	105	भेल	भेल	1977	अभी लिया जाना है	
34			8	110	105	भेल	भेल	1978		
		कुल		220	210					
पश्चिम बंगाल										
35	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	बंडेल	5	210	210	एवीबी	भेल	1982	अभी लिया जाना है	
		कुल		210	210					
बिहार										
36	बीएसईबी	बरीली	6	110	105	भेल	भेल	1983	सम विकास योजना के तहत भेल को आदेश सौंपा गया	
37			7	110	105	भेल	भेल	1985		
			कुल		220	210				
आंध्र प्रदेश										
38	एपीजेनको	विजयवाड़ा	1*	210	210	भेल	भेल	1979	यूनिट न. 1 पर प्रमुख आरएंडएम कार्य पूरा हो गया है तथा शेष कार्य प्रगति पर है	
39			2*	210	210	भेल	भेल	1980		
			कुल		420	420				
40		समागुंडम 'बी'	1	62.5	58	सीई	आईजी ई	1970		अभी लिया जाना है
			कुल		62.5	58				
कुल योग				7092.50	6628.00					
10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसली यूनिटों का योग				2000.00	2000.00					

\* 10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसली यूनिटें

परिशिष्ट 9.3

(पृष्ठ 4 का 3)

केंद्रीय क्षेत्र (एनटीपीसी केंद्र)

कोल फायर्ड यूनितें

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		मेक		प्रारंभण वर्ष	वर्तमान स्थिति
				रेटेड	डीरेटेड	बायलर	टीजी		
दिल्ली									
1	एनटीपीसी	बदरपुर कुल	4	210	210	मेल	मेल	1978	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
2			5	210	210	मेल	मेल	1981	
				420	420				
उत्तर प्रदेश									
3	एनटीपीसी	सिंगरौली एसटीपीएस कुल	1	200	200	मेल	मेल	1982	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
4			2	200	200	मेल	मेल	1982	
5			3	200	200	मेल	मेल	1983	
6			4	200	200	मेल	मेल	1983	
7			5	200	200	मेल	मेल	1984	
			1000	1000					
छत्तीसगढ़									
8	एनटीपीसी	कोरबा एसटीपीएस कुल	1	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1983	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
9			2	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1983	
10			3	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1984	
			600	600	अंसाल्डो	अंसाल्डो			
आंध्र प्रदेश									
				600	600				
11	एनटीपीसी	यामागुंडम एसटीपीएस कुल	1	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1983	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
12			2	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1984	
13			3	200	200	अंसाल्डो	अंसाल्डो	1984	
			600	600					
		कुल		2620	2620				

केंद्रीय क्षेत्र (एनटीपीसी केंद्र)

गैस यूनितें

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		मेक	वर्तमान स्थिति
				रेटेड	डीरेटेड		
उत्तर प्रदेश							
1	एनटीपीसी	दादरी जीटी	1	131	131	1992	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
2			2	131	131		
3			3	131	131		
4			4	131	131		
कुल				524	524		
5	एनटीपीसी	औरध्या जीटी	1	111.19	111.19	1989	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन
6			2	111.19	111.19		
7			3	111.19	111.19		
8			4	111.19	111.19		
कुल				444.7	444.76		

परिशिष्ट 9.3  
(पृष्ठ 4 का 4)

क्र.सं.	बोर्ड/यूटिलिटी का नाम	केंद्र का नाम	यूनिट न.	क्षमता (मेगावाट)		मेक	प्रारंभण वर्ष	वर्तमान स्थिति
राजस्थान								
9	एनटीपीसी	अंता जीटी	1*	88	88	1989	कार्य 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान शुरू हुआ तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना में आगे बढ़ेगा	
10			2*	88	88			
11			3*	88	88			
			कुल	264	264			
गुजरात								
12	एनटीपीसी	कवास जीटी	1	106	106		योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन	
13			2	106	106			
14			3	106	106			
15			4	106	106			
		कुल	424	424				
16		गौंधार जीटी	1	131	131	1994	योजना अंतिम रूप दिए जाने/अनुमोदन के अधीन	
17			2	131	131	1995		
18			3	131	131	1994		
			कुल	393	393			
कुल				2049.76	2049.76			

\*10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसली यूनिटें

मध्य विद्युत प्राधिकरण

विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 3 (4) के तहत राष्ट्रीय विद्युत योजना



परिशिष्ट 9.4

दिसंबर 2008 तथा अप्रैल-दिसंबर 2008 में पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत शामिल विभिन्न यूनिटों के पीएलएफ और उत्पादन का योग

क्र.सं.	यूनिट नं.	पीएलई कार्यक्रम के अंतर्गत क्षमता (मेगावाट)	उत्पादन क्षमता (मेगावाट)	दिसंबर 05		दिसंबर 08		अप्रैल-दिसंबर 05		अप्रैल-दिसंबर 08		अप्रैल-दिसंबर की अवधि में परिवर्तन	
				वास्तविक उत्पादन	वास्तविक पीएलएफ	वास्तविक उत्पादन	वास्तविक पीएलएफ	वास्तविक उत्पादन	वास्तविक पीएलएफ	वास्तविक उत्पादन	वास्तविक पीएलएफ	उत्पादन में परिवर्तन एम्यू	अप्रैल-दिसंबर की अवधि में परिवर्तन %
1	तेनुघाट	420	420	142.89	45.73	228.01	72.33	980.81	34.85	1957.52	70.62	998.91	103.78
2	इन्दौर	280	280	44.51	21.37	153.10	73.49	485.93	26.26	1059.71	57.34	573.79	119.08
3	बोकारो 'बी'	830	830	304.79	65.03	321.43	88.58	1957.44	47.80	2470.6	59.42	483.16	24.31
4	परीज	220	220	43.38	26.49	118.67	71.28	557.91	38.42	874.53	60.23	318.62	56.75
5	दुर्गापुर डीपीसी	350	350	109.98	42.23	211.87	81.29	1256.54	54.40	1538.91	86.53	280.37	22.31
8	हनुमानगंज	215	160	34.78	21.73	84.06	53.81	335.39	23.84	573.62	54.34	238.43	71.09
7	आरपीएस	135	135	64.88	84.31	81.53	81.17	386.53	43.39	564.44	83.35	177.81	45.96
6	चन्द्रपुरा	390	390	205.95	70.98	220.84	78.04	1484.83	58.91	1487.5	59.31	22.67	1.55
9	आईपी	247.5	247.5	94.94	51.56	80.55	43.74	716.10	43.84	671.27	41.09	-44.83	-8.26
10	पैकी	210	210	77.29	49.47	86.52	42.68	735.39	53.27	684.82	47.97	-73.47	-8.95
11	ओररा	1188	1188	506.43	57.30	423.72	47.94	3990.37	50.89	3926.16	50.07	-64.19	-1.61
12	पट्टाई	350	350	22.62	38.00	48.49	83.15	182.59	34.58	254.35	48.18	71.79	98.32
13	दुर्गापुर डीपीएल	390	390	204.00	70.31	117.00	40.32	1809.05	62.51	1408.89	54.74	-200.16	-12.44
	कुल	5026	4690.5	1876.18	60.18	2132.39	81.10	14871.78	44.23	17450.67	66.37	2778.89	18.94



परिशिष्ट 9.5

(पृष्ठ 2 का 1)

10वीं पंचवर्षीय योजना में पूरी की गई जल विद्युत की आर एम एंड यू परियोजनाओं की राज्यवार सूची  
(चरण I परियोजनाएं \* एवं चरण II परियोजनाएं)

31.03.2007 की स्थिति के अनुसार

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकतम क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु. में)		लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने का वर्ष
			अनुमानित	वास्तविक			
हिमाचल प्रदेश							
1.	पोंग बीबीएमबी	6 x 60	17.70	17.79	36.00 (यू)	आरएम एंड यू	2003-04
पंजाब							
2.	खानन चरण ए पीएसईबी	4x15 + 1x50	11.35	10.93	-	आर एंड एम	2003-04
3.	आनंद पुर साहिब, पीएसईबी	4x33.5	3.68	1.04	-	आर एंड एम	2006-07
4.	गंजवाल यू-1 बीबीएमबी	1x29.25	51.28 (आईडीसी सहित 6.28)	34.53	25.89 (एलई) + 2.10 (रिस)	आरएम एंड एलई + रिस	2006-07
कर्नाटक							
5	मगझरी यू-1 एंड 3, केपीसीएल	2x135	26.12	21.62	30.00 (यू)	आरएम एंड यू	2002-03
6.	सुपा पीएच, केपीसीएल	2x50	2.64	2.47	-	आर एंड एम	2002-03
7.	महात्मा गाँधी *बीबीएमएल	4x1234x18	44.66	43.13	19.20 (यू) + 120.00 (एलई)	आरएमयू एंड एलई	2002-03
8.	मुनीराबाद, बीबीएमएल	2x934x10.3	3.64	3.53	28.30 (एलई)	आरएम एंड एलई	2002-03
9.	मण्डिग, केपीसीएल	2x4.5	1.00	1.00	-	आर एंड एम	2002-03
10.	शिवासामुडेग, बीबीएमएल	6x334x6	68.38	73.17	42.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2004-05
11.	भाद्रा, चरण 2, केपीसीएल	1x2	3.30	2.51	2.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2005-06
12.	वारसी, केपीसीएल	2x115	2.57	2.66	-	आर एंड एम	2006-07
13.	श्रावस्ती, चरण 1, केपीसीएल	10x103.5	5.22	3.52	-	आर एंड एम	2006-07
14.	एल्लीवासल, कोएसईबी	3x533x7.5	94.00	371.71	37.50 (एलई)	आरएम एंड एलई	2002-03
15.	सेगुलम, कोएसईबी	4x12	114.00		48.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2002-03
16.	पेन्नीयार, कोएसईबी	2x15	62.00		30.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2002-03
17.	नेरियामंग आलम *कोएसईबी	3x15	58.80	51.43 (आगे 30.6.06)	45.00 (एलई) + 9.00 (यू)	आरएमयू एंड एलई	2006-07

## परिशिष्ट 9.5

(पृष्ठ 2 का 2)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु. में)		लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने का वर्ष
			अनुमानित	वास्तविक			
तमिलनाडु							
18.	पिकार * टीएनईवी	3 x 6.65+1x11+2x14	26.06	20.147	58.95 (एलई)	आरएम एंड एलई	2004-05
19.	पापनसाम * टीएनईवी	4x7	27.05	22.61	4.00 (यू) + 28.00 (एलई)	आरएमयू एंड एलई	2005-06
उड़ीसा							
20.	हीराकुण्ड-1, यू- 3 एण्ड 4 *, ओएचपीसी	2X24	126.13	115.68	16.00(यू)+48.00(एलई)	आरएमयू एंड एलई	2005-06
पश्चिम बंगाल							
21.	मैथोन, यू-2 *, जीवीसी	1x20	42.08	35.9828	20.00(एलई) +3.20(यू)	आरएमयू एंड एलई	2004-05
महाराष्ट्र							
22.	वीरा टेल रेस, एमएसपीजीसीएल	2x40	1.60	0.70	-	आर एंड एम	2003-04
23.	मिलारी, एमएसपीजीसीएल	1x60	4.50	4.24	6.0 (यू)	आरएम एंड एम	2004-05
24.	कोयाना जेन. कंप्लेक्स, एमएसपीजीसीएल	4x70+4x80+4x 80	12.00	11.50	-	आर एंड एम	2004-05
मेघालय							
25.	उमियम चरण 1*, एमईएसईवी	4x9	81.88	84.21	36.00(एलई)	आरएम एंड एलई	2002-03
26.	खांडोग नीपको	2x25	4.00	3.3499	-	आर एंड एम	2003-04
27.	कोटला यूनिट-I बीबीएमवी	1x 29.25	51.28 (आईबीसी 6.28 सहित)	38.10	26.61 (एलई) + 2.33 (रेस)	आरएमएंडएलई + रेस	2006-07
28.	हीराकुण्ड-I (रिव - गाडी) * ओएचपीसी	-	9.85	15.88 (24 5.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर और एम	2006-07
	कुल	3960.25	955.97	993.44	724.08 [123.40 (यू) +596.25 (एलई) +4.43(रेस)]		

संक्षिप्ताक्षर:

आरएम एंड एलई- नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार

आरएमयू एंड एलई- नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपरेटिंग एवं जीवन-काल विस्तार

आर एंड एम+ रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण + जीर्णोद्धार

आरएम एंड एलई + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार + जीर्णोद्धार

आरएम एंड यू + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग + जीर्णोद्धार

एमडब्ल्यू - मेगावाट; रेस - जीर्णोद्धार; यू - अपरेटिंग, एलई - जीवन-काल विस्तार

चरण-I परियोजनाएं 1987 में शुरू हुई; चरण II परियोजनाएं 1998 में शुरू हुई

परिशिष्ट 9.6  
(पृष्ठ 2 का 1)

10वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा करने के लिए निर्धारित जल विद्युत की क्षमता और एम एंड यू परियोजनाओं की राज्य स्तर सूची  
(चरण I परियोजनाएं \* एवं चरण II परियोजनाएं) जो अब 11वीं योजना में फिटल गई हैं  
31.03.2007 की स्थिति के अनुसार

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकारित क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु. में)		सम (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सूची
			अनुमानित लागत	किया गया व्यय			
जम्मू और कश्मीर							
1.	सुबल सिंधु * जे एंड के पीडीसी	2x11.3	22.32	0.654 (30.4.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2006-07
राजस्थान							
2.	जवाहर सागर आरआरवीएनयूएल	3x33	16.55	लागू नहीं	-	आर एंड एम	2006-07
3.	राणा प्रताप सागर आरआरवीएनयूएल	4x43	20.70	लागू नहीं	-	आर एंड एम	2006-07
उत्तरांचल							
4.	चिम्रो, यूजेवीएनएल	4x60	12.00	9.423 (31.12.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2006-07
5.	खोद्री, यूजेवीएनएल	4x30	8.00	2.845 (31.12.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2006-07
6.	धिल्ला, यूजेवीएनएल	4x36	25.00	18.196 (31.12.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2006-07
आंध्र प्रदेश							
7.	लोअर सीलेरु एपीजेनको	4x115	8.75	लागू नहीं	-	आर एंड एम	2006-07

## परिशिष्ट 9.6

(पृष्ठ 2 का 2)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	संगत (करोड़ रु. में)		साव (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सीमा
			अनुमानित संगत	किया गया व्यव			
तमिलनाडु							
8.	मेट्टूर बाँध *, टीएनईडी	4x10	30.17	24.16 (31.5.06 की स्थिति के अनुसार)	10.00(घू.) + 40.00(एलई)	आर एमयू एंड एलई	2006-07
महाराष्ट्र							
9.	कोयना चरण II, एमएसपीजीसीएल	4x80 @	16.65 (अंतिम)	4.25 ( 31.3.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2006-07
	कुल	1296.75 @	160.14	59.53	50.00 [10.00( घू.) + 40.00(एलई)]		

@ क्रमांक 9 पर उल्लिखित कोयना चरण- III को अधिष्ठापित क्षमता को योग में शामिल नहीं किया गया है, क्योंकि इसे कोयना जेनरेशन कंप्लेक्स के अंतर्गत अनुबंध III (क) के क्रमांक 24 में पहले ही शामिल किया जा चुका है।

संक्षिप्ताक्षर: आर एंड एम - नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण  
 आरएम एंड यू - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग  
 आरएम एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार  
 आरएमयू एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपरेटिंग एवं जीवन-काल विस्तार  
 आर एंड एम + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड एलई + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड यू + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग + जीर्णोद्धार  
 एमडेब्ल्यू - मेगावाट; रेस - जीर्णोद्धार; यू - अपरेटिंग, एलई - जीवन-काल विस्तार  
 चरण- I परियोजनाएं 1987 में शुरू हुई; चरण II परियोजनाएं 1998 में शुरू हुई

परिशिष्ट 9.7

(पृष्ठ 3 का 1)

11वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा करने के लिए निर्धारित जल विद्युत की बच रही आरएम एंड यू परियोजनाओं की राज्य स्तर सूची

(चरण I परियोजनाएं \* एवं चरण II परियोजनाएं)

31.03.2007 की स्थिति के अनुसार

31.03.2007 का स्थापित अनुसूची

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकृतित क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु.)		लाभ (मेगावाट)	अंश	पूरा होने की समय-सूची
			अनुमानित लागत	किता गया व्यय			
हिमाचल प्रदेश							
1.	भाखरा एलबी, बीबीएमबी	5x108	488.00	-	540.00 (एलई) + 90.00 (यू)	आर एमयू एंड एलई	2011-12
2.	देहरा (चरण-ए) बीबीएमबी	6x165	11.00	-	-	आर एंड एम	2008-09
3.	बस्ती एचपीएसईबी	4x15	28.80	शून्य	6.0 (यू) + 80 (एलई)	आर एमयू एंड एलई	2008-09
जम्मू कश्मीर							
4.	लोअर झेलम * जे एंड केपीडीसी	3x35	101.3	12.57 (30.4.06 की स्थिति के अनुसार)	15.00 (रु.)	आर एंड एम 3 रेत	2008-09
5.	चेनानी, जे एंड केपीडीसी	5x4.68	34.90	-	23.30 (एलई)	आरएम एंड एलई	2009-10
6.	सलाल चरण - II एनएचपीसी	3x115+3x115	91.46	-	-	आर एंड एम	2009-10
पंजाब							
7.	शानन चरण - बी, पीएसईबी	4x15 + 1x50	35.95	10.867 (30.6.06 की स्थिति के अनुसार)	60.00 (एलई)	आरएम एंड एलई ( 15 मेगावाट यूनिट 1 के लिए एलई + 50 मेगावाट यूनिट के लिए आर एंड एम )	2007-08
8.	युबीडीसी 1 एवं 2 पीएसईबी	3x15 + 3 x 15.45	7.89	0.87 ( 30.6.06 की स्थिति के अनुसार)	45.00 (एलई)	आरएम एंड एलई (3x15 मेगावाट के लिए एलई तथा 3x15.45 मेगावाट के लिए आर एंड एम)	2007-08
9.	मुकोरियान चरण -1 पीएसईबी	3x15	6.04	4.29 ( 30.6.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	11वीं पंचवर्षीय योजना
उत्तर प्रदेश							
10.	माटाटीला, यूपीजेवीएनएल	3x10.2	92.35	1.00 (30.4.06 की स्थिति के अनुसार)	15 (यू) + 30.6 (एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
11.	ओबरा, यूपीजेवीएनएल	3x33	14.50	4.56 ( 30.4.06 की स्थिति के अनुसार)	99.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
12.	सिंहद, यूपीजेवीएनएल	6x50	136.27	17.257	300.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2009-10

परिशिष्ट 9.7  
(पृष्ठ 3 का 2)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकृतित क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु. में)		लाभ (मेगावाट)	शेरी	पूरा होने की समय-सूची
			अनुमानित लागत	किया गया व्यय			
आंध्र प्रदेश							
13.	नागार्जुन सागर (चरण-1) एपीजेनको	1x110+7x100 अ#	33.35	-	-	आर एंड एम तथा रिफर्बीशमेंट यूनिट 1,2,4 एवं 5 का	2007-08
14.	अपर सिलेरु एपीजेनको	4x80	4.20	-	-	आर एंड एम	11वीं पंचवर्षीय योजना
15.	श्रीसैलम आरबी, एपीजेनको	7x110	16.70	-	-	आर एंड एम	2007-08
कर्नाटक							
16.	नागझरी यू-4 से 8, केपीसीएल	3x135\$	41.16	40.75	45.00 (रु.)	आरएम एंड यू	2008-09
17.	श्रावस्ती चरण बी, केपीसीएल	10x103.5	9.94	3.0	-	आर एंड एम	2009-10
18.	मुपा, केपीसीएल	2x50	1.73	0.33	-	आर एंड एम	2009-10
19.	नागझरी यू-1 से 8, केपीसीएल	3x150+3x135 \$	11.03	-	-	आर एंड एम	2008-09
20.	हिंगामक्की, केपीसीएल	2x27.5	3.81	0.27	-	आर एंड एम	2008-09
21.	माद्रा, केपीसीएल	2x12	4.47	-	24(एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
केरल							
22.	सविरेगिरी * केएसईवी	6x50	99.86	59.22 (30.6.06 की स्थिति के अनुसार)	300.00 (एलई)+ 35.00 (रु.)	आरएमयू एंड एलई	2008-09
तमिलनाडु							
23.	शोलायार-I, टीएनईवी	2x35	40.68	-	14.00(रु.) +70.00 (एलई)	आरएमयू एंड एलई	2008-09
उड़ीसा							
24.	हीराकुंड - II * ओएचपीसी	3x24	125.52	54.46 (24.5.06 की स्थिति के अनुसार)	72.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
पश्चिम बंगाल							
25.	जलदांका चरण- I*, डब्ल्यूबीएसईवी	3x8	52.17	4.5037	27.00(एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
महाराष्ट्र							
26.	कोयना चरण - I एवं II, एमएसपीजीसीएल	4x70+4x60	75.50 ((स्विचयार्ड के लिए 12.50 करोड़ रु. सहित)	60.00 (पीएच के लिए) एवं 0.34 (स्विचयार्ड के लिए) (31.3.06 की स्थिति के अनुसार)	-	आर एंड एम	2007-08

परिशिष्ट 9.7

(पृष्ठ 3 का 3)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	लागत (करोड़ रु. में)		लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सीमा
			अनुमानित लागत	किया गया व्यय			
मणिपुर							
27.	लोकटक * एनएचपीसी	3x30 (किरोट्ट)	19.13	-	15.00 (रेस)	आर एंड एमय + रेस	2007-08
	कुल	8137.85 \$	1587.51	274.2877	1885.90 [295.0 (रु) + 1590.90 (एलई) +30.0 (रेस)]		

\$ - क्रमांक 16 पर उल्लिखित नामधारी (यूनिट 4 से 6) की अधिष्ठापित क्षमता को योग में शामिल नहीं किया गया है, क्योंकि इसे क्रमांक 19 पर पहले ही शामिल किया जा चुका है।

# -अनुबंध IV(बी) देखें।

संक्षिप्ताक्षर: आर एंड एम - नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण  
 आरएम एंड यू - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग  
 आरएम एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार  
 आरएमयू एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपरेटिंग एवं जीवन-काल विस्तार  
 आर एंड एम + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड एलई + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड यू + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग + जीर्णोद्धार  
 एमडब्ल्यू - मेगावाट; रेस - जीर्णोद्धार; यू - अपरेटिंग; एलई - जीवन-काल विस्तार  
 चरण- I परियोजनाएं 1987 में शुरू हुईं; चरण II परियोजनाएं 1998 में शुरू हुईं

परिशिष्ट 9.8  
(पृष्ठ 3 का 1)

11वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा करने के लिए निर्धारित जल विद्युत की ऐसी आरएम एंड यू परियोजनाओं की राज्य-वार सूची जिनके क्रियान्वयन के लिए अभी तक कार्य शुरू नहीं हुआ है  
(चरण I परियोजनाएं \* एवं चरण II परियोजनाएं)

31.03.2007 की स्थिति के अनुसार

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	अनुमानित लागत (करोड़ रु. में)	लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सूची
<b>हिमाचल प्रदेश</b>						
1.	गिरी, एचपीएसईबी	2x33	8.28	66.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
<b>जम्मू और कश्मीर</b>						
2.	गंडेरबाल, जे एंड कंपनीडीसी	2x3+2x4.5	34.20	15.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
<b>उत्तरांचल</b>						
3.	ढकुरानी, यूजेवीएनएल	3x11.25	55.00	33.75 (एलई)	आरएम एंड एलई	2010-11
4.	घालीपुर, यूजेवीएनएल	3x17	80.00	51.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2010-11
5.	तिलोठ, यूजेवीएनएल	3x30	130.00	90 (एलई)	आरएम एंड एलई	2010-11
6.	खटीमा, यूजेवीएनएल	3x13.8	100.00	41.40 (एलई)	आरएम एंड एलई	2009-10
7.	पाचरी, यूजेवीएनएल	3x6.8	60.00	20.40 (एलई)	आरएम एंड एलई	2009-10
8.	कुलहल, यूजेवीएनएल	3x10	30.00	30 (एलई)	आरएम एंड एलई	2010-11
9.	रामगंगा, यूजेवीएनएल	3x96	40.00	18.00 (रेस)	आर एंड एम - 3 रेस	2009-10
<b>असम प्रदेश</b>						
10.	हंपी, एपीजेनको	2x9 (चरण - I) : 2x9 (चरण - II)	25.00	36.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
11.	मचकुंड, एपीजेनको		124.45	15.25 (यू) +114.75 (एलई)	आरएमयू एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
12.	तुंगभद्रा, एपीजेनको	2x9+2x9	25.00	36 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
13.	नागार्जुन सागर, चरण - II एपीजेनको	1x110+ 7x100.8 #	15.00	-	आर एंड एम तथा यूनिट 3, 6, 7, एवं 8 का रिफर्बीसमेंट	11वीं पंचवर्षीय योजना
14.	अपर सिलेरू, चरण - II एपीजेनको	2x60 (चरण - I) 2x60 (चरण - II)	10.00	-	आर एंड एम	11वीं पंचवर्षीय योजना



परिशिष्ट 9.8  
(पृष्ठ 3 का 2)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	अनुमानित लागत (करोड़ रु. में)	लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सीमा
<b>केरल</b>						
15.	शोलायार, केएसईबी	3x18	54.00	54.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
16.	पोरीगालकुत्तु * केएसईबी	4x8	9.55	32.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2007-08
<b>तमिलनाडु</b>						
17.	मेरियार, टीएनईबी	4x35	73.8	140.00 (एलई) + 28.00(यू)	आरएमयू एंड एलई	2009-10
18.	मोयार, टीएनईबी	3x12	18.00	36.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
19.	कुंडाह चरण -I, टीएनईबी	3x20	50.00	60.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
20.	कुंडाह चरण -II, टीएनईबी	5x35	75.00	175.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
21.	कुंडाह चरण -III, टीएनईबी	3x60	70.00	180.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
22.	कुंडाह चरण -IV, टीएनईबी	2x50	35.00	100.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
23.	कुंडाह चरण -V, टीएनईबी	2x20	13.00	20.00 (एलई)	यूनिट का आरएम एंड एलई तथा यू के 2 : आर एंड एम	11वीं पंचवर्षीय योजना
24.	कोडायार चरण -I, टीएनईबी	1x60	30.00	60.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
<b>आरुणखण्ड</b>						
25.	सुबर्णरेखा, जेएसईबी	2x65	65.00 (संशोधनाधीन)	130.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
26.	पांचेट वू -I * डीवीसी	1x40	44.96	40.00(एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
<b>उड़ीसा</b>						
27.	बलीमेल, ओएचपीसी	6x80	160.00	360.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
28.	हीराकुंड -1 * यू 5 एंड 8, ओएचपीसी	2x37.5	92.37	75.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2009-10
<b>पश्चिम बंगाल</b>						
29.	मेघोन यू 1 एंड 3, डीवीसी	2x20	49.05	40.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना
<b>महाराष्ट्र</b>						
30.	जोयना चरण - III एमएसपीजीएसएल	4x80	150.00	320.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	11वीं पंचवर्षीय योजना

परिशिष्ट 9.8  
(पृष्ठ 3 का 3)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अविच्छिन्न क्षमता (मेगावाट)	अनुमानित लागत (करोड़ रु. में)	लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सीमा
असम						
31.	कोपिली, नीपको	2x50+2x50	36.01 (संशोधन की संभावना)	-	यू 1 एवं 2 का आर एंड एम तथा रिफरबीसमेंट	11वीं पंचवर्षीय योजना
मेघालय						
32.	उमियुम चरण - II*, एमईएसईवी	2x9	90.46	18.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	2008-09
33.	किर्डेनकुले*, एमईएसईवी	2x30	25.00	6.00 (यू)	आर एम एंड यू	11वीं पंचवर्षीय योजना
	कुल	3092.30#	1678.13	2441.55 [49.25 (यू) + 2374.3 (एलई) +18.0 (रैस)]		

# - क्रमांक 13 पर उल्लिखित नागार्जुन सागर की अविच्छिन्न क्षमता को योग में शामिल नहीं किया है क्योंकि इसे अनुबंध (IV क) के क्रमांक 13 पर पहले ही शामिल किया जा चुका है।

संज्ञा: आर एंड एम - नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण  
 आरएम एंड यू - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग  
 आरएम एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार  
 आरएमयू एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपरेटिंग एवं जीवन-काल विस्तार  
 आर एंड एम + रैस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड एलई + रैस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड यू + रैस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग + जीर्णोद्धार  
 एमयू - मेगावाट; रैस - जीर्णोद्धार; यू - अपरेटिंग, एलई - जीवन-काल विस्तार  
 चरण - I परियोजनाएं 1967 में शुरू हुईं; चरण II परियोजनाएं 1998 में शुरू हुईं

परिशिष्ट 9.9  
(पृष्ठ 2 का 1)

12वीं पंचवर्षीय योजना में पूरा करने के लिए निर्धारित जल विद्युत की आरएम एंड यू परियोजनाओं की राज्य-वार सूची (क्रियान्वयन के लिए अभी इनका कार्य शुरू होना है)

(चरण I परियोजनाएं \* एवं चरण II परियोजनाएं)

31.03.2007 की स्थिति के अनुसार

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकृतित क्षमता (मेगावाट)	अनुमानित लागत (करोड़ रु. में)	लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय-सूची
1.	देहरा (चरण - बी) बीबीएम	6x165	49.00 (अंतिम)	990.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
आंध्र प्रदेश						
2.	लोअर सिलेरु एपीजेनको	4x115	200.00 (अंतिम)	460.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
3.	नागार्जुन सागर आरबीसी, एपीजेनको	3x30	5.00 (अंतिम)	-	आर एंड एम	12वीं पंचवर्षीय योजना
केरल						
4.	ईदमलया, केएसईबी	2x37.5	3.00 (अंतिम)	-	आर एंड एम	12वीं पंचवर्षीय योजना
5.	इडुक्की चरण - I केएसईबी	3x130	130.00 (अंतिम)	390.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
6.	कुट्टीयादी, केएसईबी	3x25	25.00 (अंतिम)	75.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
तमिलनाडु						
7.	मेदूर टनल, टीएनईबी	4x50	100.00 (अंतिम)	200.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
8.	सरकार पाती, टीएनईबी	1x30	15.00 (अंतिम)	30.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
9.	शोलायार II, टीएनईबी	1x25	18.99 (अंतिम)	25.0 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
10.	अलीयर, टीएनईबी	1x60	30.00 (अंतिम)	60.00 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
11.	कोलायार चरण II, टीएनईबी	1x40	19.94	40.0 (एलई)	आरएम एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
मध्य प्रदेश						
12.	गाँधी सागर, एमपीपीजीसीएल	5x23	46.00	115.00 (एलई) 310.00 (यु)	आरएमयू एंड एलई	12वीं पंचवर्षीय योजना
महाराष्ट्र						
13.	वैतरणा, एमएसपीजीसीएल	1x60	7.00	-	आर एंड एम	12वीं पंचवर्षीय योजना

परिशिष्ट 9.9  
(पृष्ठ 2 से 2)

क्र. सं.	परियोजना, एजेंसी	अधिकृतित क्षमता (मेगावाट)	अनुमानित लागत (करोड़ रु. में)	लाभ (मेगावाट)	श्रेणी	पूरा होने की समय- सूची
14.	कोयना बाघ पीएच. एमएसपीजीसीएल	2X18	10.00	8.00 (यू)	आर एम एंड यू	12वीं पंचवर्षीय योजना
	कुल	2646.00	658.93	2403.0 [18.0 (यू) + 2385.0 (एलई)]		

संक्षिप्तारः

आर एंड एम - नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण  
 आरएम एंड यू - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग  
 आरएम एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार  
 आरएमयू एंड एलई - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, अपरेटिंग एवं जीवन-काल विस्तार  
 आर एंड एम + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड एलई + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं जीवन-काल विस्तार + जीर्णोद्धार  
 आरएम एंड यू + रेस - नवीनीकरण, आधुनिकीकरण एवं अपरेटिंग + जीर्णोद्धार  
 एमडब्ल्यू - मेगावाट; रेस - जीर्णोद्धार; यू - अपरेटिंग, एलई - जीवन-काल विस्तार  
 चरण- I परियोजनाएं 1987 में शुरू हुईं; चरण II परियोजनाएं 1998 में शुरू हुईं

**अध्याय 10****ऊर्जा संरक्षण और मांग-पक्ष प्रबन्धन****10.0 भूमिका**

भारत में विद्युत उत्पादन क्षमता में निरन्तर वृद्धि हुई है। तथापि, विद्युत की मांग में वृद्धि उत्पादन क्षमता में वृद्धि से आगे निकल गई है जिसके फलस्वरूप देश को भयंकर ऊर्जा अल्पता तथा व्यस्ततम अवधि के दौरान कमी का सामना करना पड़ रहा है। केन्द्र एवं राज्य की कम्पनियों तथा स्वतंत्र विद्युत उत्पादकों द्वारा उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि से संबंधित नए कार्यक्रम शुरु किए गए हैं। जैसा कि इस क्षेत्र में भारी निवेश और विशाल परिपक्वता अवधि की जरूरत पड़ती है, क्षमता अभिवृद्धि से संबंधित उपलब्धियाँ लक्ष्य

11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक ऊर्जा संरक्षण उपायों के क्रियान्वयन से लगभग 19,000 मेगावाट संचयी वार्षिक बचत की संभावना है।

से पीछे रह गई हैं। 10वीं पंचवर्षीय योजना (2002-03 से 2006-07) के दौरान 21,180 मेगावाट क्षमता की अभिवृद्धि प्राप्त हुई जबकि लक्ष्य लगभग 41,110 मेगावाट का था। क्षमता अभिवृद्धि के अलावा मांग और आपूर्ति के बीच अंतराल को पाटने का दूसरा वैकल्पिक तरीका पूर्ति पक्ष की तरफ से उपकरणों की दक्षता में सुधार तथा अन्य उपायों के जरिए विद्यमान उत्पादन क्षमता का ईष्टतम उपयोग तथा उपभोक्ता की तरफ से ऊर्जा संरक्षण के उपायों को अपनाना है। यह रणनीति अधिक लागत प्रभावी है। अध्ययनों से पता चला है कि भारत में ऊर्जा उत्पादन और प्रयोग की दक्षता कम है तथा ऊर्जा दक्षता बढ़ने की संभावनाएँ काफी हैं। ऊर्जा की लागत में वृद्धि से प्रयोक्ता की तरफ से ऊर्जा दक्षता में सुधार लाकर ऊर्जा संबंधी आवश्यकता में कारगर ढंग से कटौती करने के लिए प्रयास करने हेतु सामान्य जागरूकता स्तर में कुछ वृद्धि हुई है।

**10.1 ऊर्जा संरक्षण शक्यता**

अर्थव्यवस्था के विभिन्न क्षेत्रों में ऊर्जा संरक्षण की पर्याप्त गुंजाइश है। विद्युत संबंधी राष्ट्रीय विकास परिषद समिति की रिपोर्ट ने दर्शाया कि औद्योगिक, कृषि एवं घरेलू क्षेत्रों में ऊर्जा संरक्षण की संभावना है। ब्यौरा तालिका 10.1 में दिया गया है।

तालिका 10.1

संरक्षण संबंधी क्षेत्रवार शक्यता	
क्षेत्र	संरक्षण शक्यता
औद्योगिक	25%
कृषि	30%
घरेलू एवं वाणिज्यिक	20%
परिवहन	20%
समूची अर्थव्यवस्था	23%

## 10.2 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत तक शक्यता

10.2.1 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त में विद्युत केन्द्र बस बार पर वार्षिक विद्युत आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार विद्युत की आवश्यकता (कम्पनियों से) 968 बिलियन यूनिट समझी जाती है। 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान बस बार पर 968 बिलियन यूनिट की वार्षिक विद्युत आवश्यकता तथा 20% पारेषण एवं वितरण क्षति मानते हुए, 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के अंत में क्षेत्रवार ब्यौरे के साथ संभावित कुल ऊर्जा खपत का अनुमान लगाया गया है। इसका ब्यौरा नीचे तालिका 10.2 में दिया गया है।

तालिका 10.2

वार्षिक विद्युत आवश्यकता/खपत (बिलियन यूनिट)							
योजना		विद्युत केन्द्र बस बार पर ऊर्जा आवश्यकता	उपभोक्ता की तरफ से ऊर्जा खपत	उद्योग	कृषि	घरेलू एवं वाणिज्यिक	अन्य
11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त में (2011-12)		968	775	363	188	182	42

10.2.2 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत (2011-12) में वार्षिक बचत क्षमता उद्योग, कृषि और घरेलू एवं वाणिज्यिक क्षेत्र में क्रमशः 15 प्रतिशत, 15 प्रतिशत और 10 प्रतिशत बचत क्षमता मानकर आंकी गई है। इसका ब्यौरा तालिका 10.3 में दिया गया है।

तालिका 10.3

क्षेत्र (खपत)	उपभोक्ता की तरफ से बचत संभावना (बीयू)	विद्युत केन्द्र बस बार पर बचत (टी एण्ड डी क्षति 20 %)	विद्युत केन्द्र बस बार पर मेगावाट बचत (80 प्रतिशत पीएलएफ)	परिहार्य क्षमता, मेगावाट, (7% अनुषंगी खपत)
उद्योग (363 बीयू)	54.5	68.1	9,717	10,449
कृषि (188 बीयू)	28.2	35.3	5,037	5,416
घरेलू एवं वाणिज्यिक (182 बीयू)	18.2	22.75	3,246	3,490
कुल		134.4	18,000	19,355

उपर्युक्त से यह निष्कर्ष निकाला जा सकता है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त में ऊर्जा की दृष्टि से बचत की संभावना 134.4 बिलियन यूनिट तथा संचयी परिहार्य क्षमता लगभग 19,000 मेगावाट है। यह भी अनुमान लगाया गया है कि चूंकि अधिकांश बचत औद्योगिक एवं घरेलू क्षेत्र में है, इसलिए ऊर्जा बचत लोड कर्व के समय मध्यवर्ती एवं गैर व्यस्ततम अवधि के दौरान होगी।

10.2.3 यद्यपि ऊर्जा संरक्षण को बढ़ावा देने के लिए अनेक कदम उठाए गए हैं, ऊर्जा बचत की दृष्टि से उपलब्धि सीमित है। अब तक की उपलब्धियों को समेकित करने की आवश्यकता है। एकीकृत दृष्टिकोण तथा राष्ट्रीय आंदोलन के रूप में ऊर्जा बचत को अपनाने हेतु तत्काल एवं सुव्यवस्थित कार्य योजना के लिए आवश्यक बुनियादी सुविधा उपलब्ध कराना भी निहायत जरूरी है।

### 10.3 ऊर्जा संरक्षण (ईसी) अधिनियम

#### 10.3.1 अधिनियम

इस तथ्य को स्वीकार करते हुए कि ऊर्जा का मितव्ययी प्रयोग तथा इसका संरक्षण माँग एवं पूर्ति के बीच अंतर को दूर करने का सबसे प्रभावी विकल्प है, भारत सरकार ने ऊर्जा संरक्षण (ईसी) अधिनियम, 2001 अधिनियमित किया है तथा ऊर्जा संरक्षण ब्यूरो की स्थापना की है।

अधिनियम में देश में ऊर्जा दक्षता सेवाओं के लिए सुपुर्दगी तंत्र के संस्थानीकरण तथा सुदृढीकरण का प्रावधान है तथा इसके तहत विभिन्न इकाइयों के बीच अत्यावश्यक समन्वय का प्रावधान है। ब्यूरो के ऊपर नीतिगत कार्यक्रमों के क्रियान्वयन तथा ऊर्जा संरक्षण संबंधी क्रियाकलापों के समन्वय एवं क्रियान्वयन की जिम्मेदारी होगी।

ऊर्जा दक्षता ब्यूरो का लक्ष्य भारतीय अर्थव्यवस्था की ऊर्जा गहनता घटाने संबंधी प्राथमिक लक्ष्य के साथ ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के समग्र ढाँचे के भीतर स्व-विनियमन तथा बाजार के सिद्धान्तों पर बल देते हुए नीति एवं रणनीतियाँ विकसित करना है।

### 10.3.2 ऊर्जा संरक्षण अधिनियम की महत्वपूर्ण विशेषताएं

#### मानक एवं लेबलिंग

अधिसूचित उपकरणों एवं उपस्करों के लिए न्यूनतम ऊर्जा खपत मानक विकसित करना। उपभोक्ताओं को सुविज्ञ चयन करने में सक्षम बनाने के लिए अनिवार्य लेबलिंग लागू करना।

#### नामोदिष्ट उपभोक्ता

ऊर्जा संरक्षण अधिनियम की अनुसूची में नामोदिष्ट उपभोक्ता (डीसी) के रूप में अधिसूचित किए जाने के लिए 15 ऊर्जा गहन उद्योगों तथा अन्य प्रतिष्ठानों की सूची दी गई है। नामोदिष्ट उपभोक्ताओं से ऊर्जा प्रबंधक नियुक्त या नामजद करने की अपेक्षा है। केन्द्र सरकार वार्षिक ऊर्जा खपत कसौटी के आधार पर नामोदिष्ट उपभोक्ता अधिसूचित करने की प्रक्रिया में है।

#### ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता (ईसीबीसी)

केन्द्र सरकार को ईसीबीसी पर दिशा निर्देश तैयार करना है जिन्हें 500 किलोवाट या इससे अधिक के लोड वाले नए भवनों पर लागू किया जाना है।

### 10.3.3 प्राप्त/अपेक्षित परिणाम

- 64 प्रत्यायित ऊर्जा ऑडिटिंग फर्म काम कर रही हैं
- 512 सत्यापित ऊर्जा प्रबन्धक तथा 1156 सत्यापित ऊर्जा लेखा परीक्षक काम कर रहे हैं
- ऊर्जा प्रबंधकों एवं ऊर्जा लेखा परीक्षकों के लिए तीसरी राष्ट्रीय प्रमाणन परीक्षा का सफल आयोजन किया गया
- ऊर्जा व्यावसायिकों की सहायता के लिए 4 गाइड बुक तैयार की गईं
- दो अन्योन्यक्रियात्मक वेबसाइटें स्थापित की गई हैं
- एल्यूमिनियम, सीमेंट, क्लोर क्षार, ऊर्वरक, लुग्दी एवं कागज, पेट्रो रसायन एवं रिफाइनरी तथा टेक्सटाइल के लिए 7 क्षेत्र विशिष्ट कार्यबल गठित किए गए तथा नियमित कार्यशालाएं आयोजित की गईं। यूटीलिटी उपकरणों के लिए 7 मैनुअल एवं ऊर्जा लेखा परीक्षा संहिताएं तैयार की गई हैं
- राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार योजना के माध्यम से 1999-2005 के दौरान लगभग 850 मेगावाट के बराबर बिजली की बचत हुई जिससे 755 मिलियन अमरीकी डालर का आस्थगित निवेश हुआ।
- 30 राज्य सरकारों तथा संघ राज्य क्षेत्र प्रशासनों ने अपने-अपने राज्य के भीतर ऊर्जा संरक्षण अधिनियम कार्यक्रम के क्रियान्वयन के प्रयोजनार्थ राज्य नामोदिष्ट एजेंसियों को अधिसूचित किया है।
- ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता (ईसीबीसी) का प्रारूप तैयार किया गया

### 10.3.4 ऊर्जा संरक्षण अधिनियम की सहायता के लिए संवर्धनात्मक प्रावधान

ऊर्जा दक्षता ब्यूरो द्वारा ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के समर्थन में विभिन्न संवर्धनात्मक प्रावधान शुरू किए गए हैं जिनका उल्लेख नीचे किया गया है:

- ऊर्जा संरक्षण संबंधी भारतीय उद्योग कार्यक्रम (आईआईपीईसी)



- भारतीय उद्योग द्वारा स्वैच्छिक ऊर्जा संरक्षण नीति घोषणा
- समर्पित ऊर्जा प्रबंधक वेबसाइट का विकास
- राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार

#### 10.3.5 ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के अनिवार्य प्रावधान

- ऊर्जा व्यावसायिकों की ऊर्जा प्रबंधन तथा ऊर्जा लेखा परीक्षा सक्षमता का सुदृढीकरण
- ऊर्जा लेखा परीक्षकों का प्रत्यायन
- भिन्न-भिन्न औद्योगिक क्षेत्रों के लिए मानदण्डों का नियतन
- नामोदिष्ट उपभोक्ताओं द्वारा अनिवार्य ऊर्जा लेखा परीक्षा का संचालन
- राज्य नामोदिष्ट एजेंसियों की अधिसूचना
- अधिसूचित ऊर्जा खपत उपकरण एवं उपकरणों के लिए मानक एवं लेबलिंग
- 500 किलोवाट या इससे अधिक लोड वाले नए वाणिज्यिक भवनों के लिए ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता

विद्युत मंत्रालय द्वारा लेबलिंग के लिए स्वैच्छिक योजना घोषित की गई है। शुरु में दो उत्पादों अर्थात् फ्लोरेसेंट ट्यूबलाइट तथा फ्रास्ट-फ्री रेफ्रिजरेटर के लिए लेबलिंग शुरू की गई तथा इन उत्पादों के लेबलों के लिए अनुमोदन फिलहाल जारी किया जा रहा है। विन्डो एयर कंडीशनर, डायरेक्ट कूल रेफ्रिजरेटर तथा सामान्य विद्युत मोटर जैसे अन्य उत्पादों के मानक एवं लेबलिंग कार्यक्रम से संबंधित प्रारंभिक कार्य प्रगति पर है।

परामर्श एवं टिप्पणी के लिए ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता (ईसीबीसी) का प्रारूप जारी किया गया है तथा पणधारियों के सहमत होने पर इसे अंतिम रूप दिया जाएगा।

#### 10.4 कार्यक्रम और उपाय

10.4.1 ऊर्जा संरक्षण बहुआयामी कार्य है जिसमें विभिन्न संगठनों की तरफ से संवर्धनात्मक एवं विनियामक दोनों ही भूमिकाएं शामिल हैं। संवर्धनात्मक भूमिका के तहत जागरूकता अभियान, शिक्षा एवं प्रशिक्षण, प्रदर्शन परियोजनाएं, अनुसंधान एवं विकास तथा संभाव्यता अध्ययन शामिल हैं। विनियामक भूमिका के तहत बड़े ऊर्जा उपभोक्ताओं के लिए अनिवार्य लेखा परीक्षा हेतु नियम बनाना, विभिन्न क्षेत्रों एवं उप क्षेत्रों के लिए ऊर्जा खपत संबंधी मानदण्ड तैयार करना, राजकोषीय एवं वित्तीय प्रोत्साहन के मानकों एवं प्रावधानों को लागू करना शामिल है। ऐसा अभिमत है कि ऊर्जा संरक्षण संबंधी शक्यता को अमल में लाने के लिए समुचित संस्थानिक ढाँचे का होना आवश्यक है।

10.4.2 ऊर्जा संरक्षण संबंधी प्रयासों को प्रभावित करने वाले अन्य कारक हैं- घटिया स्तर की विद्युत आपूर्ति जिससे कंपैक्ट फ्लोरेसेंट लैम्प, इलेक्ट्रॉनिक बैलास्ट आदि जैसे ऊर्जा दक्ष तकनीकों का संवर्धन निषिद्ध होता है। इसके अलावा ऊर्जा दक्षता प्रौद्योगिकियों की अधिक लागत के कारण भी इसे अपनाने में रुकावट आती है। विद्युत ऊर्जा के पारेषण एवं वितरण में वाणिज्यिक क्षति चिन्ता का एक अन्य क्षेत्र है जो ऊर्जा संरक्षण संबंधी प्रयासों में बाधक बनता है।

10.4.3 ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बीईई) ने महत्वपूर्ण क्षेत्रों की पहचान की है तथा ऊर्जा के दक्षता पूर्ण प्रयोग एवं इसके संरक्षण को बढ़ावा देने के लिए परियोजनाएं एवं कार्यक्रम क्रियान्वित करने हेतु संबंधित क्रियाकलापों की सूची तैयार करके विस्तृत कार्य योजना तैयार की है। नई दिल्ली में आयोजित 'नई सहस्रताब्दी में ऊर्जा संरक्षण की रणनीति' पर अन्तर्राष्ट्रीय सम्मेलन में 23 अगस्त 2002 को माननीय प्रधान मंत्री द्वारा कार्य योजना आरंभ की गई। इस कार्य योजना के तहत अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित शामिल है:

- ऊर्जा संरक्षण के लिए भारतीय उद्योग कार्यक्रम
- माँग पक्ष प्रबंधन
- मानक एवं लेबलिंग कार्यक्रम
- भवनों एवं प्रतिष्ठानों में ऊर्जा दक्षता
- ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता
- व्यावसायिक प्रमाणन एवं प्रत्यायन
- मैन्युअल-एवं कोड
- ऊर्जा दक्षता नीति अनुसंधान कार्यक्रम
- ऊर्जा सेवाओं के लिए सुपुर्दगी तंत्र
- स्कूल शिक्षा आदि

#### 10.4.4 सरकारी भवनों में ऊर्जा दक्षता

ऊर्जा दक्षता ब्यूरो ने 9 सरकारी भवनों में ऊर्जा लेखा परीक्षा अध्ययन पूरा किया है ताकि ऐसे प्रयासों के लिए निजी भवनों हेतु उदाहरण प्रस्तुत किया जा सके। इन भवनों में राष्ट्रपति भवन, साउथ ब्लॉक में प्रधान मंत्री कार्यालय और रक्षा मंत्रालय ब्लॉक, रेल भवन, संचार भवन, श्रम शक्ति भवन, परिवहन भवन, राम मनोहर लोहिया अस्पताल, दिल्ली एयर पोर्ट का टर्मिनल 1, टर्मिनल 2 और कार्गो सेक्शन तथा एम्स शामिल हैं। उपर्युक्त भवनों में 25 से 46 प्रतिशत ऊर्जा बचत की संभावना का पता चला है।

10.4.5 उपर्युक्त भवनों में ऊर्जा लेखा परीक्षा अध्ययनों से पता चलता है कि बिजली से चलने वाले उपकरणों के सही चयन तथा उनकी नियमित रख-रखाव से हर वर्ष लगभग 27 से 46% बिजली की बचत हो सकती है। अनुमान है कि उपर्युक्त भवनों में आवश्यक कदम उठाकर 1294 लाख यूनिट की वर्तमान खपत के विरुद्ध 303 लाख यूनिट बिजली की बचत की जा सकती है। इस पर आने वाले व्यय की भरपाई 1 से 5 वर्षों में हो जाएगी।

ऊर्जा लेखा परीक्षा की सिफारिशों को राष्ट्रपति भवन में लागू किया गया है तथा ऊर्जा सेवा कंपनियों (इस्को) के साथ अभिनव वित्त पोषण तंत्र के माध्यम से श्रम शक्ति भवन और परिवहन भवन में कार्य प्रगति पर है।

ऊर्जा लेखा परीक्षा के दूसरे चरण में 16 और सरकारी भवनों को लिया गया है तथा इस्को माध्यम से इसे क्रियान्वित किया जाएगा।

### 10.5 ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार

राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण कार्यक्रम के अंग के रूप में गत 5 वर्षों के दौरान उद्योग द्वारा वर्ष वार बचाई गई बिजली के सटीक आँकड़े उपलब्ध नहीं हैं तथापि उद्योग द्वारा समग्र रूप में बचाई गई ऊर्जा की मात्रा का इस बात से अंदाजा लगाया जा सकता है कि मात्र 311 औद्योगिक यूनिटों, जिन्होंने राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार-2005 के लिए अपने-अपने नामांकन दायर किए, ने 1316 मिलियन केल्विन-ग्रैज बिजली की बचत की जो 2004-05 में 250 मेगावाट के ताप विद्युत केन्द्र से उत्पादित बिजली के समतुल्य है, जिसकी अन्यथा इन यूनिटों की विद्यमान बिद्युत माँग को पूरा करने के लिए जरूरत पड़ती। मौद्रिक दृष्टि से ये औद्योगिक यूनिटें 1316 करोड़ रु. के निवेश से प्रतिवर्ष 989 करोड़ रु. की बचत करने में सफल हुई हैं। इस प्रकार औसत भरपाई अवधि मात्र 1.4 वर्ष हुई।

### 10.6 ऊर्जा संरक्षण उपायों के लिए प्रोत्साहन

ऊर्जा के संरक्षण को बढ़ावा देने के लिए सरकार उद्योगों तथा अन्य को निम्नलिखित प्रोत्साहन दे रही है:

- i) उत्पादन को बरकरार रखते हुए ऊर्जा खपत घटाने संबंधी विशेष प्रयासों को मान्यता प्रदान करते हुए उद्योगों को वार्षिक राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण पुरस्कार दिए जा रहे हैं। इस पुरस्कार के लिए प्राप्त सूचना के आधार पर 2001-04 के दौरान प्रति वर्ष औसतन 2% की दर से विद्युत ऊर्जा की संभावित बचत 0.2% से 11% के बीच पाई गई है।
- ii) 2) ताप विद्युत केन्द्रों को विद्युत उत्पादन के दौरान उनकी स्वयं की सहायक ऊर्जा खपत घटाने, विशिष्ट ईंधन तेल खपत, दक्षता सुधारने तथा उच्च पीएलएफ के लिए देश में वार्षिक प्रोत्साहन पुरस्कार दिए जा रहे हैं।
- iii) 3) पारेषण एवं वितरण क्षति घटाने हेतु विद्युत उत्पादन एवं वितरण कंपनियों को प्रोत्साहित करने के लिए उनको प्रोत्साहन पुरस्कार दिए जा रहे हैं।

### 10.7 पूर्ति पक्ष प्रबंधन

10.7.1 देश में ताप विद्युत यूनिटों की यूनिट क्षमता 500 मेगावाट तक है। आने वाले दशक में अधिक रेटिंग वाली यूनिटें अधिष्ठापित की जा सकती हैं। 30 से 100 मेगावाट तक की अनेक छोटी यूनिटें हैं जो 20 वर्ष से भी अधिक समय से विद्युत उत्पादन कर रही हैं। 200/210 मेगावाट की पिछली कुछ यूनिटों की डिजाइन पुरानी है तथा उनकी दक्षता कम है। उनकी उत्पादन दक्षता में सुधार के लिए इन यूनिटों के अवशेष जीवनकाल आकलन अध्ययन, नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण तथा पूर्ण रिफर्बिशमेंट की जरूरत है।

10.7.2 देश में ताप विद्युत केन्द्र अधिक सहायक विद्युत खपत तथा गौण ईंधन तेल खपत के साथ विद्युत उत्पादन कर रहे हैं। घटिया प्रचालन तथा अनुरक्षण प्रथा के साथ-साथ इन कारकों के चलते केन्द्रों की दक्षता असंतोषजनक है। कुछेक ताप विद्युत केन्द्रों पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा

किए गए ऊर्जा लेखा परीक्षा अध्ययनों से पता चला है कि घटिया कंडेंसर वैक्यूम, एम्प्ली हीटर की अनुपलब्धता, डीएम वाटर की अत्यधिक खपत, बायलर में वायु का प्रवेश, उच्च ईंधन गैस तापमान तथा अनेक अन्य कारणों से इन विद्युत केन्द्रों को भारी नुकसान हो रहा है। अभीष्टतम प्रचालन न होने के कारण अधिकांश विद्युत केन्द्रों को भारी वित्तीय क्षति हो रही था क्योंकि इससे कोयला और तेल की खपत बढ़ जाती है।

10.7.3 अनेक ताप विद्युत केन्द्रों, जहाँ केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा ऊर्जा लेखा परीक्षा रिपोर्टों में की गई सिफारिशों को क्रियान्वित किया गया है, में अधिक उत्पादन, ऊष्मा दर में सुधार, विशिष्ट ईंधन ऑबल एवं कोयला की खपत में कमी के रूप में लाभ प्राप्त हुए हैं। सिफारिशों के क्रियान्वयन की नियमित मॉनिटरिंग की जा रही है। स्वयं ऊर्जा लेखा परीक्षा संचालित करने के लिए ताप विद्युत केन्द्रों को प्रोत्साहित करने हेतु केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 'टीपीएस पर ऊर्जा लेखा परीक्षा प्रकोष्ठ की स्थापना के लिए दिशा निर्देश' भी तैयार किया है। ऊर्जा संरक्षण अधिनियम 2001 में यह अनिवार्य बनाया गया है कि विद्युत केन्द्र प्रत्यायित ऊर्जा लेखा परीक्षकों से ऊर्जा लेखा परीक्षा कराएँ। ऊर्जा लेखा परीक्षा तथा प्रचालन दक्षता सुधारने के लिए सिफारिशों का क्रियान्वयन नियमित क्रियाकलाप का अंग हो सकते हैं तथा तदनुसार आवश्यक वित्तीय व्यवस्था की जा सकती है।

10.7.4 भारतीय प्रणाली में पारेषण एवं वितरण (टी एण्ड डी) क्षति विश्व में कमोबेश सबसे अधिक है। फिल्हाल अखिल भारतीय टी एण्ड डी क्षति लगभग 30% है जिसका एक बड़ा हिस्सा गैर तकनीकी क्षति तथा चोरी से संबंधित है। थोड़ी सी अतिरिक्त लागत से बेहतर प्रबंधन के जरिए गैर तकनीकी क्षति में कमी की जा सकती है। अतिरिक्त कैपेसिटर के अधिष्ठापन, उपयुक्त आकार के ट्रांसफार्मर, एमोरफश कोर ट्रांसफार्मर के अधिष्ठापन, पारेषण एवं वितरण लाइनों के वर्धन एवं सुदृढ़ीकरण तथा कम वोल्टता वाली लाइनों की लंबाई में कमी के जरिए तकनीकी क्षति घटाने के लिए योजनाएं तैयार की गई हैं। विद्युत प्रणाली में पारेषण एवं वितरण क्षति घटाने तथा ऊर्जा लेखा परीक्षा के लिए जारी किए गए दिशा-निर्देशों के आधार पर कृषि के लिए लोड के पृथक्करण तथा विभेदक टैरिफ टाइम ऑफ यूज (टीओयू) आदि के माध्यम से कंप्यूटरीकृत लोड प्रबंधन के संबंध में योजनाएं क्रियान्वित करके पारेषण एवं वितरण क्षति घटाने के लिए कंपनियों को प्रोत्साहित किया गया है। निम्न दर प्रोत्साहन के रूप में टीओयू टैरिफ इस तरह से अभिकल्पित किया जाना चाहिए कि यह गैर व्यस्ततम अवधि के दौरान अधिक ऊर्जा के प्रयोग को प्रोत्साहित करे तथा व्यस्ततम अवधि के दौरान ऊर्जा के प्रयोग को हतोत्साहित करने के लिए अधिक दर तय की जानी चाहिए। लोड के क्षेत्रीय स्टेजिंग का सक्षम व्यस्ततम अवधि के दौरान लोड को स्टेजर करना तथा प्रणाली के भार को न्यूनतम करना होना चाहिए। बिजली की चोरी तथा छीजन रोकने संबंधी उपायों के साथ-साथ इन उपायों का कड़ाई से पालन करना होगा। उच्च वोल्टता वितरण प्रणाली (एचवीडीसी) में पारेषण एवं वितरण क्षति घटाने की प्रचुर संभावना है तथा इसे प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।

10.7.5 भारतीय विद्युत प्रणाली लगभग 100 वर्ष पुरानी है। अद्यतन प्रौद्योगिकी विकास के चलते स्वीकार्य पर्यावरणीय स्तर के भीतर सर्वाधिक प्रभावी एवं दक्ष तरीके से उपभोक्ताओं तक बिजली की आपूर्ति एवं इसके उत्पादन की प्रणाली में सुधार की प्रचुर संभावना है। अद्यतन प्रौद्योगिकियों में से कुछेक इस प्रकार हैं— सर्कुलेटिंग/प्रेसराइज्ड बेड कंबेशन (सीएफबीसी एवं पीएफबीसी), कोल

वाशिंग/बेनीफेक्शन, उपकेन्द्रों का कंप्यूटर सहायित स्तरोन्मयन, सुपरफिशियल पुलवराइज्ड फ्युएल यूनिट तथा समेकित गैस संयुक्त चक्र (आईजीसीसी) संयंत्र।

### 10.8 माँग पक्ष प्रबंधन

10.8.1 भारतीय अर्थव्यवस्था मुख्यतः कृषि आधारित है। सरकार ने ग्रामीण विद्युतीकरण योजनाओं को उच्च प्राथमिकता दी है तथा पूरे देश में फैले आधे मिलियन गाँवों के विद्युतीकरण पर भारी निवेश किया गया है। लाखों कृषि पम्प लगाए गए हैं। इनमें से अधिकांश पम्पों की दक्षता ठीक नहीं है। भारत सरकार, विद्युत मंत्रालय ने विभिन्न राज्यों में खेती के पम्प सेटों की रेट्रोफिटिंग से संबंधित विभिन्न योजनाओं के लिए 80% तक सब्सिडी प्रदान की है। इस सेक्टर के लिए सब्सिडी युक्त दर पर बिजली उपलब्ध होने के कारण इन पम्प सेटों के निष्पादन में सुधार लाने से संबंधित सभी प्रयास विफल हो गए हैं। इसलिए कृषि में ऊर्जा संरक्षण को बढ़ावा देने से जुड़ी विभिन्न रणनीतियों के लिए विद्युत एवं संवर्धनात्मक दोनों ही तरह की सहायता की जरूरत है। इनमें शामिल हैं- व्यापक जागरूकता अभियान, प्रबंधन एवं प्रचालन कर्मियों का प्रशिक्षण, विद्युत आपूर्ति के लिए उपयुक्त मूल्य निर्धारण जिसमें मीटर लगाना तथा पम्प सेट का कनेक्शन चाहने वाले ऐसे नए उपभोक्ताओं को प्राथमिकता जो नए मीटर लगाने के इच्छुक हों। इस बीच सभी राज्यों में ग्रिड से जुड़े भारी संख्या में पम्प सेटों के लिए डिजाइन, टेस्टिंग, रेक्टिफिकेशन/प्रतिस्थापन के संबंध में उपयुक्त स्तर के पर्यवेक्षण की आवश्यकता है ताकि उनकी प्रचालन दक्षता में सुधार हो।

10.8.2 समेकित ग्रामीण प्रबंधन योजनाएं, जो पम्प सेट कार्यक्रम के साथ ग्रामीण वितरण प्रणाली निवेश को संयोजित करती हैं, लाभ में वृद्धि करेंगी। वस्तुतः पिछले 5 वर्षों से भारत सरकार ने विद्युत प्रणाली में दक्षता सुधार हेतु अनेक योजनाओं को प्रोत्साहित किया है। विद्युत प्रणाली लेखा परीक्षा, भार प्रबंधन योजना, एकल फेस, उच्च वोल्टता वितरण प्रणाली का विकास, एमोरफस कोर वितरण ट्रांसफार्मर का अधिष्ठापन तथा ऊर्जा संरक्षण को बढ़ावा देने वाली विभिन्न अनुसंधान एवं विकास परियोजनाओं पर मागदर्शी परियोजनाओं के लिए विभिन्न कंपनियों/क्रियान्वयन एजेंसियों को 50% से 80% तक सब्सिडी दी गई है। राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार ने ऊर्जा के मितव्ययी प्रयोग तथा संरक्षण के लिए विभिन्न प्रकार के ऊर्जा उपभोक्ताओं हेतु सरकारी भवनों में कम्पैक्ट फ्लोरेसेंट लैम्प (सीएफएल), इलेक्ट्रॉनिक चोक तथा सौर जल उष्मन प्रणाली, आइएसआई मार्का मोटर पम्प सेट का विद्युत कैपेसिटर तथा रिफ्लेक्स वाल्व आदि के अनिवार्य प्रयोग के संबंध एक गजट अधिसूचना दिनांक 28 सितम्बर, 06 जारी किया है। अधिसूचना की प्रति परिशिष्ट 10.1 में दी गई है। माँग पक्ष प्रबंधन को बढ़ावा देने के लिए ऐसे ही कदम उठाने हेतु सभी राज्यों को सलाह दी गई है।

### 10.9 मानव संसाधन विकास कार्यक्रम

मानव हस्तक्षेप के माध्यम से ऊर्जा बचत की काफी संभावना है। राष्ट्रीय ऊर्जा संरक्षण अभियान को जन अभियान बनाकर तथा बड़े पैमाने पर समर्थन प्राप्त करके ऊर्जा दक्षता लोकाचार एवं प्रथा में भारी बदलाव लाने की महती जिम्मेदारी बीईई तथा एसडीए पर है। 11वीं पंचवर्षीय योजना में भी बीईई अपना अभियान जारी रखेगा। इसके अलावा केन्द्र सरकार राज्यों में अभियान चलाने के लिए एसडीए को आंशिक रूप से निधियां प्रदान करेगी। मानव संसाधन विकास के क्षेत्र में निम्नलिखित पहलें की जाएंगी:

1. क्षमता निर्माण: क) देश-विदेश में बीईई एवं एसडीए के कर्मचारी; ख) ऊर्जा संरक्षण भवन संहिता के संवर्धन एवं प्रवर्धन हेतु एसडीए, शहरी एवं नगर पालिका निकायों के संहिता कर्मचारी; ग) ऊर्जा संरक्षण को गति देने के लिए उपलब्धियों, बाधाओं और रणनीतियों की समीक्षा करने हेतु केन्द्र सरकार तथा राज्य सरकारों के विभागों के वरिष्ठ अधिकारियों के लिए हर वर्ष प्रबोधन कार्यक्रम।
2. व्यावसायिकों की नई नस्ल के लिए क्षमता निर्माण: क) ऊर्जा लेखा परीक्षकों एवं प्रबंधकों के जीवन पर्यन्त प्रशिक्षण हेतु राष्ट्रीय प्रमाणन परीक्षा के माध्यम से पुनश्चर्या प्रशिक्षण माड्यूल प्रदान करके बीईई द्वारा 2003 से ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के तहत तैयार किए जा रहे ऊर्जा प्रबंधक/लेखा परीक्षक; ख) ऊर्जा प्रबंधकों/लेखा परीक्षकों के लिए राष्ट्रीय परीक्षा में संदर्शी उम्मीदवारों हेतु ट्यूटोरियल/हेल्प लाइन सहायता।
3. औद्योगिक ऊर्जा दक्षता उत्पादों/प्रीद्योगिकियों के लिए उद्यमियों एवं संयंत्र अभियंताओं/तकनीशियनों को राजी करने के लिए 2 औद्योगिक इस्टेट में प्रदर्शन केन्द्र।
4. शीर्ष प्रबंधन, मध्यम दर्जे के कार्यपालकों को तथा प्रचालन कर्मियों के लिए ऊर्जा दक्षता पर प्रबोधन कार्यशालाएं।
5. ऊर्जा दक्षता पम्प सेटों एवं अन्य प्रासंगिक उत्पादों के प्रदर्शन के माध्यम से किसानों का प्रशिक्षण।
6. ईंधन दक्ष ड्राइविंग पर सड़क परिवहन के ड्राइवरों के लिए प्रशिक्षण।
7. राष्ट्रव्यापी अभियान: क) मीडिया के माध्यम से; ख) राज्यों की राजधानियों तथा अन्य ठिकानों पर आम जनता एवं संस्थाओं के लिए जागरूकता कार्यक्रम; ग) स्कूली बच्चों के लिए चित्रकारी प्रतियोगिता; घ) युवा क्लबों के लिए इको क्लब से संबंधित कार्यक्रम।
8. क) स्कूलों ख) तकनीकी संस्थानों, इंजीनियरिंग कॉलेजों ग) एमबीए कार्यक्रम सहित अन्य डिग्री/स्नाकोत्तर पाठ्यक्रमों की पाठ्यचार्य में ऊर्जा दक्षता/डीएसएम पर माड्यूल शुरू करना।

मानव संसाधन विकास कार्यक्रमों के लिए बीईई तथा एसडीए द्वारा संचालित किए जाने के लिए प्रस्तावित निधियन सहायता 110.4 करोड़ रु. है। इसका ब्यौरा नीचे तालिका 10.5 में दिया गया है।

## तालिका 10.4

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान वित्तीय आवश्यकता-डीएसएम, ईई एवं ईसी के लिए एचआरडी

क्र. सं.	विवरण	संख्या	दर लाख रु. में	राशि करोड़ रु. में	प्रयोजन
1	क्षमता निर्माण				
1क	बीईई के कर्मचारियों का क्षमता निर्माण-वैकल्पिक वर्ष, देश-विदेश	30	2	0.6	
1ख	राज्य नोडल एजेंसी के अधिकारियों का प्रशिक्षण (34)	102	2	2.04	
1ग	ईसीबीसी के लिए संहिता अधिकारियों का प्रशिक्षण	150	0.1	0.15	
1घ	प्रबोधन कार्यक्रम-केन्द्र सरकार के कर्मचारी	5	0.6	0.03	
1ङ.	प्रबोधन कार्यक्रम-राज्य सरकार के कर्मचारी	5x34	0.6	1.02	
2क	ऊर्जा लेखा परीक्षकों तथा प्रबंधकों के लिए पुनश्चर्चा प्रशिक्षण एवं सतत शिक्षा	3000	0.02	0.6	आंशिक निधियन
2ख	ऊर्जा प्रबंधकों एवं लेखा परीक्षकों के लिए संदर्शी उम्मीदवारों हेतु सहायता	10000	0.01	1.0	
3	ऊर्जा दक्षता के क्रियान्वयन हेतु इण्टरनेट के माध्यम से ज्ञान नेटवर्क	1 करोड़ रु. प्रतिवर्ष	100	5.0	पूरक प्रयास जिसकी हर वर्ष समीक्षा की जाएगी
3ग	शीर्ष प्रबंधन जागरूकता कार्यशाला	20	2.5	0.50	आंशिक निधियन
3घ	मध्यम प्रबंधन जागरूकता कार्यशाला	100 कार्यक्रम	1	1.0	आंशिक निधियन
3ङ.	प्रचालक स्तरीय जागरूकता एवं प्रशिक्षण	100 कार्यक्रम	1.0	1.0	आंशिक निधियन
4	ऊर्जा दक्षता प्रदर्शन केन्द्र	2	300	6.0	उद्योग से अतिरिक्त सहायता लेने का भी प्रयास किया जाएगा
5.	किसानों का प्रशिक्षण	30 समारोह	5	1.5	उद्योग से अतिरिक्त सहायता लेने का भी प्रयास किया जाएगा
7.	बालक प्रशिक्षण	200 कार्यक्रम	0.5	1.0	
8.	जनता एवं संस्थाओं में जागरूकता सृजन के लिए प्रचार अभियान, स्कूली बच्चों के लिए चित्रकारी प्रतियोगिता, इको क्लब	प्रति वर्ष	1700	85.0	प्रयासों को संपूरित करने के लिए प्रायोजकों की भी आवश्यकता है
9.	स्कूल और कॉलेज की पाठ्यचर्या में डीएसएम, ईई और ईसी संकल्पना शुरू करना	एक परियोजना	400	4.0	
	कुल			110.44	

**10.10 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए बजट परिचय**

डीएसएम, ईई और ईसी पर अभिचिन्हित क्रियाकलापों/परियोजनाओं की समग्र स्थापना तथा क्रियान्वयन के लिए 5 वर्ष की अवधि में कुल बजटीय आवश्यकता का अनुमान 653 करोड़ रु. लगाया गया है जिसका ब्यौरा नीचे दिया गया है:

**तालिका 10.5**  
**वित्तीय आवश्यकताएं-11वीं पंचवर्षीय योजना**

सं.	लक्षित क्षेत्र/सेक्टर	क्रियाकलाप	वित्तीय आवश्यकता करोड़ रु. में		
			बीईई पर	एसडीए पर	कुल
1.	बीईई और एसडीए में संस्थानिक ढाँचे का सुदृढीकरण	ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के तहत केन्द्रीय ऊर्जा संरक्षण निधि की स्थापना, बीईई का संगठनात्मक सुदृढीकरण और बीईई के भीतर ऊर्जा संरक्षण और सूचना केन्द्र (ईसीआईसी) की स्थापना, ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के तहत राज्य स्तरीय ऊर्जा संरक्षण निधि की स्थापना	150	170	320
2	लक्षित सेक्टर में ऊर्जा संरक्षण कार्यक्रम				
क	औद्योगिक क्षेत्र (ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के तहत शामिल ऊर्जा गहन उद्योग)	विशिष्ट ऊर्जा खपत मानदण्ड विकास सहित 15 उप क्षेत्रों में व्यापक अध्ययन	15	6.8	21.8
ख	लघु एवं मझोले उद्यम	पूर्वोत्तर क्षेत्रों में 3 क्लस्टरों सहित 25 क्लस्टर उप क्षेत्रों में व्यापक अध्ययन	12.5	6.8	19.3
ग	वाणिज्यिक भवन एवं प्रतिष्ठान	कार्यालय भवनों, होटलों, अस्पतालों तथा शॉपिंग मॉल को शामिल करते हुए वाणिज्यिक भवनों में व्यापक अध्ययन,  राज्यों में ईसीबीसी के संवर्धन/विकास के लिए ऊर्जा लेखा परीक्षकों, वास्तुशिल्पियों, बिल्डरों, नगर पालिकाओं आदि का उद्यमशीलता विकास	4  10	17  10	21  20
घ	घरेलू/आवासीय सेक्टर	एसडीए द्वारा ऊर्जा दक्ष उपकरणों का अध्ययन, 10 और उपकरणों/उपस्करों की लेबिलिंग, 10 परीक्षण प्रयोगशालाओं का सुदृढीकरण, बीईई तथा एसडीए द्वारा लेबिलिंग कार्यक्रम पर जागरूकता अभियान	50	34	84



ड.	स्ट्रीट लाइटिंग तथा नगर पालिका जल पम्पिंग	कुछ राज्यों द्वारा क्रियान्वित सफल परियोजनाओं से संबंधित सूचना का प्रसार राज्यों में मार्गदर्शी ऊर्जा लेखा परीक्षा परियोजनाएं तथा राज्य स्तरीय इसी कार्यक्रमों के क्रियान्वयन पर अनुवर्ती कार्यवाई	2	8.5	10.5
च	कृषि क्षेत्र	कुछ राज्यों द्वारा क्रियान्वित सफल परियोजनाओं के संबंध में सूचना का संग्रहण, प्रलेखन और प्रसार, प्रिंट एवं इलेक्ट्रॉनिक मीडिया में सभी क्षेत्रीय भाषाओं में जागरूकता अभियान चलाना	5	5	10
छ	परिवहन क्षेत्र	ऑटोमोबाइल एवं परिवहन (सर्विस/पब्लिक ट्रांसपोर्ट) के लिए ऊर्जा खपत संबंधी विशिष्ट मानदण्ड स्थापित करना तथा सार्वजनिक परिवहन प्रणालियों के लिए संवर्धनात्मक अध्ययन	2	8.5	10.5
3.	डीएसएम कार्यक्रम	विनियामकों एवं डिस्कामों के लिए प्रबोधन कार्यक्रम, डिस्कामों के लिए मेगावाट की बचत हेतु मार्गदर्शी योजना की डिजाइन	15 (बीईई और एसडी के लिए)		15
4.	एचआरडी कार्यक्रम	सरकारी विभागों/मंत्रालयों, ऊर्जा प्रबंधकों/लेखा परीक्षकों के संवर्ग के लिए प्रबोधन कार्यक्रम, स्कूलों, कॉलेजों, किसानों, एनजीओ, जनता, औद्योगिक प्रचालकों, ड्राइवरों आदि के लिए कार्यक्रम और जागरूकता अभियान (ब्यौरा तालिका 1 में दिया गया है)	-	-	110.44
5	नीतिगत अनुसंधान	ऊर्जा दक्षता और डीएसएम कार्यक्रम के अभिवर्धन एवं अंगीकरण के लिए नीतिगत अनुसंधान	10		10
कुल			350.5	301.6	652.54 अर्थात् 653

**10.11 निष्कर्ष एवं सिफारिशें**

बिजली की माँग और पूर्ति के बीच अन्तर को पाटने के लिए ऊर्जा संरक्षण और माँग पक्ष प्रबंधन लागत प्रभावी साधन हैं। आने वाले दशक में अधिकतम क्षमता अभिवृद्धि प्राप्त करने के लिए यद्यपि हर संभव प्रयास किए जा रहे हैं, इन उपायों से अधिकतम संभव लाभ प्राप्त करने के लिए दो-धारी रणनीति अपनाने की जरूरत है। ऊर्जा संरक्षण क्षमता का किस हद तक दोहन होगा, यह निधियों की उपलब्धता पर निर्भर करेगा। यह अनिवार्य है कि यथासंभव सीमा तक इन उपायों को लागू करने के लिए पर्याप्त निधियाँ प्रदान करने हेतु प्रयास किए जाएँ। ऊर्जा संरक्षण बहुआयामी गतिविधि है जिसके तहत विभिन्न संगठनों की ओर से संवर्धनात्मक एवं विनियामक, दोनों ही भूमिकाएँ शामिल हैं। प्रोत्साहनों के उद्देश्यों, प्रचालन विधि तथा प्रकार एवं मात्रा को संस्थानिक व्यवस्था से जोड़ा जाना चाहिए ताकि इन्हें क्रियान्वित किया जा सके।

अतिरिक्त विद्युत बचत, जो गहन ऊर्जा संरक्षण और डीएसएम अभियान के फलस्वरूप 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था को हासिल हो सकती है, का लक्ष्य 11वीं पंचवर्षीय योजना के शुरू में अनुमानित ऊर्जा खपत का लगभग 5% होने की उम्मीद है। बीईई इन बचतों का आकलन करने के लिए एक उपयुक्त तंत्र निर्मित करेगा। यथा प्रस्तावित विभिन्न रणनीतियों एवं कार्यक्रमों के लिए परिव्यय 652 करोड़ रु. है। प्रस्तावित आवंटन में से 350.5 करोड़ रु. बीईई के लिए केन्द्र की तरफ से अनुमानित आवश्यकता है तथा शेष 301.6 करोड़ रु. ऊर्जा संरक्षण अधिनियम के कारगर क्रियान्वयन हेतु राज्य स्तर पर संस्थानिक संरचना के सुदृढीकरण हेतु सहायता के रूप में है। नवाचारी निधियन विकल्पों के अलावा इन पहलों के तहत राज्य सरकारों, अन्य पूरक कार्यक्रमों, प्रयोक्ता उद्योग, वित्तीय संस्थाओं तथा अन्य दाता एजेंसियों से वित्तीय सहायता प्राप्त करने का प्रयास भी किया जाएगा।

\*\*\*\*

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 1

दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड  
निदेशक (प्रचालन) का कार्यालय  
पंजीकृत कार्यालय:शक्ती सदन, कोटला रोड, नई दिल्ली-110002  
फोन नं.23232715, टेली फैक्स-23232721

संदर्भ संख्या: निदेशक (प्रचालन)/151/358

दिनांक: 29.09.2006

1.	सचिव (विद्युत), भारत सरकार श्रम शक्ती भवन, रफी मार्ग नई दिल्ली-1 के पीपीएस,	2.	अध्यक्ष, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, सेवा भवन, आरके पुरम, नई दिल्ली-110066 के पीएस,
3.	डा. आर.के. पचौरी, महानिदेशक, ऊर्जा और संसाधन संस्थान, दरबारी सेठ ब्लाक, हैवीटेट प्लेस, लोधी रोड, नई दिल्ली-110003	4.	श्री वी.एस. वर्मा, महानिदेशक, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो, एनबीसीसी टावर, द्वितीय तल, हाल नं.4, 15, विकासजीकामा प्लेस, नई दिल्ली- 110066
5.	श्री रजनीश शर्मा, हेड-दिल्ली राज्य कार्यालय, भारतीय उद्योग परिसंघ, प्लॉट नं.249 एफ, सेक्टर 18, उद्योग बिहार, फेज 4, गुडगांव- 122015	6.	सुश्री सुषमा बेरलिया, प्रेसीडेंट, पीएचडी चैम्बर ऑफ कामर्स एण्ड इंडस्ट्री, पीएचडी हाउस, 4/2, सिरी इंस्टीट्यूशनल एरिया, अगस्त क्रान्ति मार्ग, नई दिल्ली-110016
7.	श्री कमल मिटले, सीईओ, पहाड़पुर बिजनेस सेंटर, 21, नेहरू प्लेस ग्रीन्स, नई दिल्ली-110019	8.	डा. अमित मित्रा, महासचिव, फिक्की, फेडरेशन हाउस, तानसेन मार्ग, नई दिल्ली-110001

महोदय,

मैं इसके साथ राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार के विद्युत विभाग द्वारा 28 दिसम्बर 2006 को जारी की गई दो अधिसूचनाओं/आदेशों को संलग्न कर रहा हूँ जिसका उद्देश्य दिल्ली में ऊर्जा संरक्षण को बढ़ावा देने तथा ऊर्जा के मितव्ययी प्रयोग के लिए सरकारी विभागों/भवनों/अस्पतालों/जेलों आदि में इसे अनिवार्य रूप से लागू करके सौर ऊर्जा, सीएफएल तथा ऊर्जा दक्ष लाइटिंग आदि के प्रयोग को बढ़ावा देना है।

2. कृपया इन आदेशों को उपयुक्त कार्रवाई के लिए अपने संगठन के संबंधित अधिकारियों की जानकारी में लाएं।

भवदीय,  
हस्ता./  
(एस.आर.सेठी)  
निदेशक (प्रचालन)

संलग्नक: यथोपरि

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 2

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार  
विद्युत विभाग  
8वां तल, बी विंग, दिल्ली सचिवालय,  
नई दिल्ली-110002

संख्या: एफ 11(149)2004- पावर/2358

दिनांक 25.9.2004

दिल्ली सरकार के सभी विभागाध्यक्ष/सभी सचिव,  
सरकारी उपक्रम

एनडीएमसी, एमसीडी, एमईएस, डिस्काम  
बीईई, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार आदि (सूची के अनुसार)

विषय: ऊर्जा संरक्षण एवं ऊर्जा के मितव्ययी प्रयोग के लिए आदेश

महोदय,

आपको सूचित करना है कि दिल्ली सरकार विद्युत के माँग पक्ष प्रबंधन के लिए प्राथमिकता के आधार पर दिल्ली में ऊर्जा संरक्षण और ऊर्जा के किफायती प्रयोग को बढ़ावा देने के लिए पूर्णतः वचनबद्ध है। इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए दिल्ली सरकार शुरू में नामोदिष्ट नोडल एजेंसी अर्थात् दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड के माध्यम से सौर ऊर्जा, सीएफएल तथा ऊर्जा दक्ष लाइटिंग आदि का प्रयोग सरकारी विभागों/सरकारी भवनों/अस्पतालों/जेलों में अनिवार्य करके इसके प्रयोग को बढ़ावा देना चाहेगी।

ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के अन्तर्गत राज्य सरकार को दिए गए अधिकारों के अनुसरण में दिल्ली सरकार निम्नलिखित के लिए अब अधिनियम की धारा 18 के अन्तर्गत निर्देश (प्रति संलग्न) जारी कर रही है:

- सोलर वाटर हीटिंग प्रणाली का अनिवार्य प्रयोग
- सरकारी भवनों तथा सरकारी सहायता प्राप्त संस्थाओं, बोर्डों, निगमों में सीएफएल और इलेक्ट्रॉनिक चोक का अनिवार्य प्रयोग
- कृषि के क्षेत्र में आईएसआई मार्का मोटर पम्प सेटों, पावर कैपेसिटर, फूट/रिफ्लेक्स वाल्व आदि का अनिवार्य प्रयोग।

अपने संगठन के प्रशासनिक नियंत्रणाधीन अधिनस्थ कार्यालयों में इन आदेशों का प्रचार करने के लिए तथा इन आदेशों के क्रियान्वयन में पूरा सहयोग प्रदान करने के लिए आपके विभाग/संगठन द्वारा यदि सभी आवश्यक कदम उठाए जाते हैं तो यह बहुत उचित होगा। बड़े भवनों में ऊर्जा दक्षता ब्यूरो की सेवाओं का प्रयोग करके ऊर्जा लेखा परीक्षा करना भी उपयोगी होगा।

भवदीय

हस्ताक्षर

(राकेश मेहता)

उपस्थान सचिव

प्रति: उप राज्यपाल के सचिव, मुख्य मंत्री/मुख्य सचिव के सचिव, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार के सचिव

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 3

(दिल्ली के असाधारण राजपत्र के भाग 4 में प्रकाशनार्थ)

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार

(विद्युत विभाग)

दिल्ली सचिवालय, आईपी इस्टेट

नई दिल्ली

अधिसूचना

फाइल सं.11(149)/2004/विद्युत/2386

दिनांक: 28.9.2006

**आदेश**

फाइल सं.11(149)/2004/विद्युत/भारत सरकार, गृह मंत्रालय की अधिसूचना संख्या का.आ.593(अ)/फा.सं.यू-11030/1/2005-यूटीएल दिनांक 24 अप्रैल 2006 के साथ पठित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 (2001 का 52) की धारा 18 द्वारा प्रदत्त अधिकारों का प्रयोग करते हुए राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के उप राज्यपाल एतदेवारा राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में ऊर्जा के किफायती प्रयोग के लिए निम्नलिखित निर्देश जारी करते हैं, अर्थात:

क) सरकारी भवनों/सरकारी सहायता प्राप्त संस्थाओं/बोर्डों/निगमों में कम्पैक्ट फ्लोरोसेंट लैंप तथा इलेक्ट्रॉनिक चोक का अनिवार्य प्रयोग-

1. तत्काल प्रभाव से सरकारी क्षेत्र/सरकारी सहायता प्राप्त क्षेत्रों/बोर्डों और निगमों/स्वायत्त निकायों में निर्मित सभी नए भवनों/संस्थाओं में इनकन्सेंट लैंप तथा परम्परागत चोक का प्रयोग वर्जित है।
2. यह अनिवार्य होगा कि इन विद्यमान भवनों में जब दोषपूर्ण इनकन्सेंट लैंप तथा चोक को बदला जाए तब इनके स्थान पर सिर्फ कम्पैक्ट फ्लोरोसेंट लैंप (सीएफएल) तथा इलेक्ट्रॉनिक चोक लगाए जाएं।
3. इन भवनों में नए कनेक्शन/लोड संस्वीकृत/जारी करते समय परम्परागत बल्ब एवं चोक के बजाए कम्पैक्ट फ्लोरोसेंट लैंप तथा इलेक्ट्रॉनिक चोक को बढ़ावा देने के लिए इस आदेश के जारी होने की तारीख से दो माह के भीतर विद्युत कंपनियां लोड माँग सूचनाओं में आवश्यक संशोधन करेंगी।

(ख) अधिसूचना संख्या एफ.11(149)/2004-विद्युत/1753 दिनांक 28.07.2006 के तहत राज्य नामोदिष्ट एजेंसी के रूप में अधिसूचित दिल्ली ट्रांस्को लिमिटेड ऊर्जा संरक्षण अधिनियम,

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 4

2001 की धारा 15, 17 और 26 के प्रावधानों के अनुसार दिल्ली में इन निर्देशों के क्रियान्वयन पर नजर रखेगा।

ग) दिल्ली छावनी/एमईएस/रक्षा प्रतिष्ठान उपर्युक्त उपायों को अपनाने का प्रयास करेंगे।

उपर्युक्त आदेश तत्काल प्रभाव से लागू होंगे।

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के उपराज्यपाल  
के नाम में तथा उनके आदेश से

हस्ता/-

(राकेश मेहता)

प्रधान सचिव (विद्युत)

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 5

दिनांक 28.9.2006

एफ सं.11(149)/2004/विद्युत/2356

प्रति:-

1. सचिव (जीएडी), राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार को इस अनुरोध के साथ प्रति कि इसे आज दिल्ली के असाधारण राजपत्र के भाग 4 में छपवाएं
2. सचिव, गृह मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
3. सचिव, सुरक्षा मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
4. सचिव, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
5. सभी विभागाध्यक्ष, जीएनसीटीडी
6. अध्यक्ष, एनडीएमसी
7. आयुक्त, एमसीडी
8. उपाध्यक्ष, डीडीए
9. उपराज्यपाल, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली, नई दिल्ली के सचिव
10. मुख्य मंत्री के सचिव, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
11. विद्युत मंत्री के सचिव, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
12. सचिव, डीईआरसी, नई दिल्ली
13. महानिदेशक, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो
14. मुख्य सचिव के ओएसडी, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
15. महानिरीक्षक (जेल)
16. जीई (यू), विद्युत, एमईएस, छावनी बोर्ड, दिल्ली कैंट
17. सीएमडी, डीटीएल
18. सीईओ, बीएसईएस, यमुना/राजधानी पावर लिमिटेड
19. सीईओ, एनडीपीएल
20. गार्ड फाइल

हस्ता/-

(राकेश मेहता)  
प्रधान सचिव (विद्युत)

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 6

(दिल्ली के असाधारण राजपत्र के भाग 4 में प्रकाशनार्थ)  
राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार  
(विद्युत विभाग)  
दिल्ली सचिवालय, आईपी इस्टेट  
नई दिल्ली

अधिसूचना

फाइल सं.11(149)/2004/विद्युत/2387

दिनांक: 28.9.2006

**आदेश**

फाइल सं.11(149)/2004/विद्युत/भारत सरकार, गृह मंत्रालय की अधिसूचना संख्या का.आ.593(अ)/फा.सं.यू-11030/1/2005-यूटीएल दिनांक 24 अप्रैल 2006 के साथ पठित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 (2001 का 52) की धारा 18 द्वारा प्रदत्त अधिकारों का प्रयोग करते हुए राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के उप राज्यपाल एतद्वारा राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में ऊर्जा के किफायती प्रयोग के लिए निम्नलिखित निर्देश जारी करते हैं, अर्थात:

1. सोलर वाटर हीटिंग सिस्टम का अनिवार्य प्रयोग-(1) निम्नलिखित श्रेणी के भवनों में सोलर वाटर हीटिंग प्रणाली का प्रयोग अनिवार्य होगा, अर्थात:

- (i) उद्योग जहाँ प्रोसेसिंग के लिए गरम पानी की जरूरत पड़ती है,
- (ii) सरकारी अस्पतालों सहित अस्पताल एवं नर्सिंग होम,
- (iii) होटल, मोटल या बैक्वेट हाल
- (iv) जेल बैरक
- (v) बड़ी कैंटीन जहाँ दिन में एक सौ से अधिक व्यक्तियों को सर्व करने की सुविधा हो
- (vi) 500 वर्ग मीटर या इससे अधिक के क्षेत्रफल वाले प्लॉटों पर स्थित कारपोरेट भवन
- (vii) दिल्ली छावनी क्षेत्र या ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 की धारा 61 के अन्तर्गत छूट प्राप्त क्षेत्रों को छोड़कर राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के अन्दर आने वाले 500 वर्ग मीटर या इससे अधिक के क्षेत्रफल वाले प्लॉटों पर निर्मित सभी आवासीय भवन
- (viii) सभी सरकारी भवन, आवासी स्कूल, शैक्षिक कॉलेज, छात्रावास, तकनीकी या व्यावसायिक शिक्षा संस्थान, जिला शिक्षा और प्रशिक्षण संस्थान, पर्यटन परिसर तथा विश्वविद्यालय आदि।

(2) तिहाड़ जेल और अन्य जेलों तथा दिल्ली पुलिस, एमसीडी, एनडीएमसी सहित राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार के सभी विभाग सोलर वाटर हीटिंग का प्रयोग अनिवार्य बनाने के लिए इस आदेश के जारी होने की तिथि से 6 माह के भीतर अपने नियमों/उप नियमों में संशोधन करेंगे।



(3) खण्ड 2 में उल्लिखित सरकारी विभाग मॉनिटरिंग के लिए एके नोडल अधिकारी मनोनीत करेंगे तथा राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में ऊर्जा के संरक्षण के लिए उपर्युक्त अधिनियम की धारा 15 के खण्ड (घ) के तहत नामोदिष्ट एजेंसी को सरकारी निर्णयों के क्रियान्वयन की प्रगति के बारे में रिपोर्ट भेजेंगे। नोडल अधिकारी द्वारा तिमाही आधार पर प्रगति रिपोर्ट नामोदिष्ट एजेंसी को भेजी जाएगी।

2. कृषि क्षेत्र में आईएसआई मार्का मोटर पम्प सेटों, विद्युत कैपीसीटरों, फूट/रिफ्लेक्स वाल्वों का अनिवार्य प्रयोग- (i) सभी नए निर्माणों के लिए आईएसआई मार्का पम्प सेटों तथा साज-सामानों, विद्युत कैपीसीटरों तथा अन्य ऊर्जा दक्ष उपकरणों का प्रयोग अनिवार्य होगा। यह सभी निजी एवं सरकारी क्षेत्रों/सरकारी सहायता प्राप्त क्षेत्रों, सरकारी/अर्ध सरकारी उपक्रमों तथा बोर्डों पर लागू है।

(ii) राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में इस आदेश का जारी होने की तिथि से 6 माह के भीतर सिर्फ आईएसआई मार्का पम्पों, इसके साजो-सामानों और अन्य ऊर्जा दक्ष उपकरणों का प्रयोग सुनिश्चित करने के लिए सभी डिस्काम तथा नई दिल्ली नगर पालिका परिषदें नए कनेक्शनों के लिए लोड माँग में संशोधन करेंगे।

4. नामोदिष्ट एजेंसी ऊर्जा संरक्षण अधिनियम 2001 के प्रावधानों के अनुसार राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में इन निर्देशों का क्रियान्वयन सुनिश्चित करेगी।

5.) दिल्ली छावनी/मिलिट्री इंजीनियरिंग सेवा/रक्षा प्रतिष्ठान ऊर्जा के किफायती प्रयोग तथा इसके संरक्षण के लिए उपर्युक्त उपायों को अपनाने का प्रयास करेंगे।

राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली के उपराज्यपाल  
के नाम में तथा उनके आदेश से

हस्ता/-

(राकेश मेहता)  
प्रधान सचिव (विद्युत)

परिशिष्ट 10.1

पृष्ठ 8 का 8

दिनांक 28.9.2006

एफ सं. 11 (149)/2004/विद्युत/2356

प्रति:-

1. सचिव (जीएडी), राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार को इस अनुरोध के साथ प्रति कि इसे आज दिल्ली के असाधारण राजपत्र के भाग 4 में छपवाएं
2. सचिव, गृह मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
3. सचिव, सुरक्षा मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
4. सचिव, विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार, नई दिल्ली
5. सभी विभागाध्यक्ष, जीएनसीटीडी
6. अध्यक्ष, एनडीएमसी
7. आयुक्त, एमसीडी
8. उपाध्यक्ष, डीडीए
9. उपराज्यपाल, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली, नई दिल्ली के सचिव
10. मुख्य मंत्री के सचिव, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
11. विद्युत मंत्री के सचिव, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
12. सचिव, डीईआरसी, नई दिल्ली
13. महानिदेशक, ऊर्जा दक्षता ब्यूरो
14. मुख्य सचिव के ओएसडी, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली सरकार, नई दिल्ली
15. महानिरीक्षक (जेल)
16. जीई (यू), विद्युत, एमईएस, छावनी बोर्ड, दिल्ली कैंट
17. सीएमडी, डीटीएल
18. सीईओ, बीएसईएस, यमुना/राजधानी पावर लिमिटेड
19. सीईओ, एनडीपीएल
20. गार्ड फाइल

हस्ता/-

(राकेश मेहता)  
प्रधान सचिव (विद्युत)

## अध्याय 11

## मध्यम और दीर्घकालीन आयोजना

## 11.0 भूमिका

आयोजना बृहद डाटा, तर्कसंगत अनुमानों तथा विश्लेषणात्मक निष्कर्षों पर आधारित विशिष्ट कवायद है जिसमें अनेक जटिलताएँ होती हैं। संगणना में सहूलियत के लिए विद्युत आपूर्ति उद्योग के विभिन्न उपक्षेत्रों जैसे कि उत्पादन, पारेषण और वितरण प्रणाली में निवेश विकल्पों के मूल्यांकन के लिए तथा समूचे विद्युत क्षेत्र के विवेकपूर्ण और नियोजित विकास के लिए अद्यतन कंप्यूटर कार्यक्रमों का बड़े पैमाने पर प्रयोग किया जाता है।

इस अध्याय में मध्यावधि आयोजना अर्थात् 11वीं पंचवर्षीय योजना (2007-12) तथा 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए दीर्घकालीन संदर्शी योजना का उल्लेख है। राष्ट्रीय स्तर पर तटीय विद्युत केन्द्र के विकास तथा अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के विकास का संक्षिप्त ब्यौरा भी इस अध्याय में दिया गया है।

## 11.1 आयोजना मॉडल

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण उत्पादन आयोजना के लिए निम्नलिखित कंप्यूटर साफ्टवेयर मॉडलों का प्रयोग करता रहा है:

1. समेकित प्रणाली आयोजना (आईएसप्लान) (संस्करण 4.0), और
2. विद्युत उत्पादन विस्तार विश्लेषण प्रणाली (ईजीईएस) (संस्करण 9.0)

आयोजना मॉडलों की प्रमुख विशेषताओं पर नीचे चर्चा की गई है।

## 11.1.1 समेकित प्रणाली आयोजना (आईएसप्लान) मॉडल

समूची प्रणाली के लिए विभिन्न निवेश पहलों का विश्लेषण करने हेतु समेकित रूप में अतिरिक्त उत्पादन क्षमता एवं पारेषण लिकेज विस्तार दोनों के वास्ते विकल्पों का आकलन करने में विश्लेषण औजार सक्षम होने चाहिए ताकि अभीष्ट समाधान प्राप्त हो सके। योजना निर्माताओं के सामने न केवल उत्पादन क्षमता आवश्यकता एवं विश्वसनीयता अभीष्ट करने से संबंधित समस्याएँ आती हैं अपितु उनको लोड सेंटर, ईंधन संसाधन, ईंधन परिवहन नेटवर्क तथा पारेषण ग्रिड के विस्तार की सापेक्षता में संयंत्र की अवस्थिति से संबंधित समस्याओं का भी सामना करना पड़ता है। सामान्यतया विद्युत प्रणाली से संबंधित योजनाएँ दीर्घकालीन आधार पर तैयार की जाती हैं तथा आयोजना तर्क संगत समय के भीतर और न्यूनतम प्रयास से भारी संख्या में परिदृश्यों का विश्लेषण करने में सक्षम होना चाहिए। इस संबंध में अन्य सीमाओं के बावजूद लीनियर प्रोग्रामिंग (एलपी) पर आधारित इंटिगर या डायनमिक प्रोग्रामिंग पर आधारित मॉडलों से बेहतर है।

आईएसप्लान मॉडल उत्पादन क्षमता, पारेषण नेटवर्क और ईंधन परिवहन के लिए अभीष्ट विस्तार की प्रमुख विशेषताओं का विश्लेषण करने के सांकेतिक आयोजना साधन के रूप में प्रणाली आयोजना से संबंधित इन मुद्दों का समाधान ढूँढने में सक्षम है। इस प्रकार आईएसप्लान मूलतः गणितीय प्रोग्रामिंग है जो नेटवर्क ट्रांजिसिपमेंट की सामान्य श्रेणी में आता है जिसमें इण्टर-लिकिंग नेटवर्कों के माध्यम से दो जीसों को हिलाया जाता है:

वैद्युत ऊर्जा-पारेषण नेटवर्क में, और  
ईंधन-परिवहन नेटवर्क में

लीनियर प्रोग्रामिंग के आधार पर भारी संख्या में वैकल्पिक निवेश संकल्पनाओं के संबंध में कारगर ढंग से तथा तेजी से यह अभीष्ट विस्तार योजनाएं तैयार करने में सक्षम है। अभीष्टता की कसौटी अध्ययन के अधीन वर्ष के लिए कुल वार्षिक प्रणाली लागत की वर्तमान लागत में न्यूनतम कटौती है जिसमें सभी नई सुविधाओं (उत्पादन संयंत्र, पारेषण लाइन आदि) की वार्षिकीकृत पूँजी लागत+प्रचालन एवं अनुरक्षण लागत तथा असेवित ऊर्जा का मॉडल लागत शामिल है। निम्नलिखित कारणों से आईएसप्लान का प्रयोग करने वाले समाधान का सटीक स्वरूप उत्पन्न होता है, अर्थात्

- (i) संभावना सूचक तकनीकों का प्रयोग करने की बजाय पक्के तौर पर उत्पादन आउटपुट का मॉडल तैयार किया जाता है,
- (ii) डीसी लोड फ्लो का प्रयोग करके पारेषण प्रवाह का विश्लेषण किया जाता है, और
- (iii) मॉडल व्यक्तिगत संयंत्र की बजाए क्षमता का निर्माण करता है।

तथापि, वैकल्पिक अनुमानों के प्रभाव का विश्लेषण करने के लिए तथा सन्निकटता के प्रभाव को काफी हद तक कम करने के लिए गहन संवेदनशीलता विश्लेषण का कार्य किया जा सकता है।

#### वस्तुनिष्ठ कार्य

आईएसप्लान मॉडल वस्तुनिष्ठ कार्य की न्यूनता पर आधारित सबसे कम लागत की विद्युत विकास योजना तैयार करता है जिसमें निम्नलिखित शामिल होते हैं-

- (i) परियोजनाओं की पूँजीगत लागत (वार्षिकीकृत)
- (ii) प्रचालन एवं अनुरक्षण लागत (वार्षिक)
- (iii) ईंधन लागत
- (iv) ईंधन परिवहन लागत जिसमें नियत कोयला सहलग्नता के लिए परिवहन लागत या स्रोत से ईंधन की दुलाई हेतु परिवहन लागत, जैसा कि संबंधित संयंत्र के द्वारा चुना गया हो, शामिल होती है।
- (v) नई पारेषण लाइनों की पूँजीगत लागत (वार्षिकीकृत)
- (vi) असेवित ऊर्जा की लागत
- (vii) आयात (+)/निर्यात (-) की लागत

संयंत्र के जीवनकाल तथा अंकित कार्यकाल, वित्तपोषण पैटर्न आदि के आधार पर ताप और जल विद्युत परियोजनाओं के लिए अलग-अलग उपयुक्त पूँजी वसूली कारकों का प्रयोग करके वार्षिकीकृत लागत तैयार की गई है। नए संयंत्रों के लिए वर्तमान अध्ययन में प्रयुक्त पूँजीगत वसूली कारक नीचे दिए गए हैं-

हाइड्रो	0.134
थर्मल	0.141 (कोयला), 0.16 (गैस)

#### अन्य मान्यताएं तथा सीमाएं

- (i) ईंधन परिवहन नेटवर्क के संबंध में कोई सीमा नहीं दी गई है। परिवहन नेटवर्क में प्रत्येक लिंक के लिए क्षमता सीमा परिभाषित की जा सकती है। यदि ईंधन परिवहन नेटवर्क की सीमाओं को अपनाया गया तो परिणाम में परिवर्तन आ सकता है (यात्री और माल की दुलाई के लिए रेलवे लाइनें एक ही हैं)। कोयले की दुलाई के लिए कोई समर्पित रेल लाइन नहीं है। इस प्रकार इस मॉडल में रेल लाइन क्षमता की सीमा पर विचार नहीं किया जा सकता है। दूसरा, प्रतिबद्ध परियोजनाओं के मामले में कोयला

सहलग्नता नियत है। सिर्फ नई परियोजनाओं के मामले में ही कोयला परिवहन नेटवर्क की अभीष्टता संभव है।

- (ii) जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में वार्षिक आधार पर जल विज्ञानी आँकड़ों का प्रयोग किया गया है तथा इन अध्ययनों में मौसमी परिवर्तनों को ध्यान में नहीं रखा गया है।
- (iii) यह मॉडल लोड वितरण, विद्युत पारेषण और ईंधन परिवहन को ध्यान में रखते हुए संयंत्र का निर्माण करता है; इस प्रकार संयंत्र अवस्थिति संवेदनशील हैं।
- (iv) पारेषण लाइनों में विद्युत प्रवाह का विश्लेषण सिर्फ डीसी लोड प्रवाह का प्रयोग करके किया गया है।
- (v) यह मॉडल व्यक्तिगत संयंत्र की बजाए क्षमता का निर्माण करता है (संभवतः आंशिक)।
- (vi) पर्यावरणीय पहलुओं (जैसे कि पार्टिकुलेट उत्सर्जन, बॉटम ऐश, नाइट्रोजन ऑक्सीजन हेलाइड-सोडियम ऑक्सीजन हेलाइड) पर स्थल विशिष्ट डाटा उपलब्ध न होने के कारण अध्ययन में पर्यावरणीय सीमाएं नहीं अपनाई गई हैं।

आईएसप्लान अध्ययनों द्वारा तैयार की गई क्षमता आवश्यकता के विश्वसनीयता स्तर का आकलन करने के लिए ईजीईएस अध्ययन किए गए हैं। इस साफ्टवेयर की प्रमुख विशेषताएं नीचे दी गई हैं—

#### 11.1.2 विद्युत उत्पादन विस्तार विश्लेषण प्रणाली (ईजीईएस)

विद्युत उत्पादन विस्तार विश्लेषण प्रणाली (ईजीईएस) एक साफ्टवेयर पैकेट है जिसका प्रयोग विद्युत उत्पादन प्रणाली की विस्तार आयोजना के लिए किया जाता है। इस आयोजना मॉडल में विद्युत प्रणाली का अनुरूपण संभाव्यता के आधार पर किया जाता है। विशालता और समय विचलन दोनों ही दृष्टि से विद्युत प्रणाली पर भार दर्शाया जाता है। यह मॉडल विश्वसनीयता सूचकांक अर्थात् लॉस ऑफ लोड प्रॉबेबिलिटी (एलओएलपी), एनर्जी नॉट सर्व्ड (ईएनएस) का अपेक्षित मूल्य और वस्तुनिष्ठ कार्य को न्यूनतम करते हुए विस्तार विद्युत योजना के लिए रिजर्व मार्जिन सूचकांक प्रस्तुत करता है। रिजर्व मार्जिन विद्यमान और प्रतिबद्ध उत्पादन केन्द्रों के प्रचालन से जुड़ी लागतों अर्थात् वार्षिकीकृत/सपाट पूजीगत लागत तथा नए उत्पादन केन्द्रों की प्रचालन लागत और असेवित ऊर्जा की लागत का वर्तमान मूल्य है। लोड प्रॉबेबिलिटी क्षति (एलओएलपी) उस अवधि की प्रतिशतता है जिसके लिए संपूर्ण लोड उपलब्धता से अधिक होता है। असेवित ऊर्जा वर्ष के दौरान पूरी न की गई ऊर्जा आवश्यकता का प्रतिशत है। ईजीईएस मॉडल वस्तुनिष्ठ कार्यों तथा प्रत्येक योजना के लिए विश्वसनीयता सूचकांकों के साथ अनेक विस्तार योजनाएं प्रस्तुत करने में सक्षम है। अभीष्ट विद्युत योजना ऐसी योजना है जिसके लिए विश्वसनीयता सूचकांक योजना निर्माता द्वारा विहित कतिपय कसौटियों के अनुसरण में पूरे होते हैं तथा वस्तुनिष्ठ कार्य न्यूनतम होता है।

ईजीईएस मॉडल में योजना निर्माताओं को अभीष्टता तकनीकों का विकल्प प्रदान करने के लिए लीनियर प्रोग्रामिंग, जनरलाइज्ड बेन्डर्स डीकम्पोजीशन, डाइनमिक प्रोग्रामिंग का प्रयोग करने वाले क्षमता अभिवर्द्धन के समाधान हेतु प्रावधान उपलब्ध हैं। डाइनमिक प्रोग्रामिंग ऑप्टिमाइजेशन तकनीक अन्तिम कार्य के लिए सबसे उपयुक्त है जबकि पहली दो समाधान प्रक्रियाएं वहाँ उपयुक्त हैं जहाँ आयोजना विकल्पों की संख्या काफी होती है तथा आयोजना के पहले चरण में उनकी संख्या सीमित करनी होती है। डाइनमिक प्रोग्रामिंग प्रक्रिया के लिए सबसे अधिक संगणना समय की जरूरत पड़ती है तथा 10 जेनरिक आयोजना विकल्पों को एक साथ हैंडल किया जा सकता है। भावी विस्तार योजना को ईष्टतम बनाने का कार्य वर्ष दर वर्ष आधार पर किया जा सकता है तथा उक्त अवधि में विद्युत आपूर्ति के लिए विश्वसनीयता सूचकांक के साथ तैयार

किए गए आयोजना क्षितिज के लिए अन्तिम वस्तुनिष्ठ कार्य तैयार किया जा सकता है। विश्वसनीयता सूचकांकों को उस मॉडल के अधीन सीमा के रूप में लिया जा सकता है जिसके तहत निर्धारित समय सीमा में नई विद्युत उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता निकाली जाएगी। वर्तमान कवायद में 11वीं और 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधियों के अन्तिम वर्षों के लिए अभीष्टता का कार्य किया गया है।

ईजीईएस मॉडल में-पारेषण प्रणाली का मॉडल नहीं बनाया जाता है इसलिए विश्वसनीयता सूचकांक सिर्फ उत्पादन प्रणाली के लिए हैं न कि लोड प्वाइंट के लिए।

संभाव्यता स्वरूप के होने के कारण ईजीईएस मॉडल दीर्घकालीन विस्तार आयोजना प्रदान करता है क्योंकि यह कई भारी वस्तुओं के लिए विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता का बहुत उपयोगी मात्रात्मक उपाय प्रस्तुत करता है और साथ ही विद्यमान एवं प्रतिबद्ध प्रणाली की प्रचालन तथा नई प्रणाली के अधिष्ठापन एवं प्रचालन की कुल लागत का भी संकेत देता है। समेकित प्रणाली आयोजना (आईएसप्लान) मॉडल में स्पष्ट रूप से ईंधन के परिवहन और विद्युत के पारेषण पर विचार किया जाता है। यद्यपि उत्पादन क्षमता की समग्र आवश्यकता का आकलन ईजीईएस का प्रयोग करके किया जाता है, तथापि परिवहनीय ईंधन का प्रयोग करने वाले नए उत्पादन केंद्रों का स्थल चयन आईएसप्लान का प्रयोग करके किया जाता है। आईएस प्लान के तहत परिवहन प्रणाली की मुख्य विशेषताएं भी प्राप्त की जाती हैं।

## 11.2 राष्ट्रीय विद्युत योजना के लिए अध्ययन

### 11.2.1 आयोजना प्रविधि

#### 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान उत्पादन आवश्यकता

11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए नियोजित की जाने वाली उत्पादन क्षमता आवश्यकता तैयार करने के लिए 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान उत्पादन संबंधी आवश्यकता का आकलन आवश्यक है। विद्युत ऊर्जा सर्वेक्षण (ईपीएस) समिति द्वारा विभिन्न कंपनियों के माँग संबंधी प्रतिरूपण तैयार किए जाते हैं। समिति ने 17वीं ईपीएस रिपोर्ट को अन्तिम रूप दे दिया है तथा आयोजना क्षमता अभिवृद्धि के लिए इसके प्रतिरूपणों पर विचार किया गया है। ईपीएस के अलावा समेकित ऊर्जा नीति बिहित करती है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान उत्पादन में 9% प्रतिवर्ष की दर से वृद्धि होनी चाहिए। इसके अलावा राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार 1000 केडब्ल्यूएच की प्रति व्यक्ति विद्युत खपत वर्ष 2011-12 तक प्राप्त की जानी है। उपर्युक्त समिति की रिपोर्ट/नीतियों के अनुसार उत्पादन आवश्यकता का मूल्यांकन किया गया है।

ऊपर चर्चित विभिन्न विधियों से 2011-12 तक उपयोगिता संकायों से उत्पादन की आवश्यकता का सार नीचे दिया गया है:

17वीं ईपीएस रिपोर्ट	लगभग 1036 बीयू
समेकित ऊर्जा नीति रिपोर्ट	1008 बीयू
राष्ट्रीय विद्युत नीति (प्रति व्यक्ति खपत 1000 केडब्ल्यूएच)	1038 बीयू

17वीं ईपीएस और राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) के अनुसार विद्युत उत्पादन की आवश्यकता कमोबेश एक समान है तथा समेकित ऊर्जा नीति द्वारा निरूपित आवश्यकता से अधिक है। चूंकि एनईपी के अनुसार माँग सर्वाधिक है, आयोजना के प्रयोजन से अंगीकृत उत्पादन (कंपनियों से) की आवश्यकता 1038 बिलियन यूनिट है जो कमोबेश 2011-12 के लिए 17वीं ईपीएस के समान है। इस प्रकार 9.5 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से कंपनियों द्वारा उत्पादन में वृद्धि की आवश्यकता है। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट अन्तर्देशीय विविधता को ध्यान में रखते हुए 2011-12 तक व्यस्ततम अवधि के दौरान 152746 मेगावाट की आवश्यकता विहित करती है। 11वीं पंचवर्षीय योजना की क्षमता अभिवृद्धि का आकलन करते समय इस पर विचार किया गया है।

## 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान उत्पादन संबंधी आवश्यकता

12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान, 9% वार्षिक जीडीपी विकास दर तथा मुख्यतः ऊर्जा दक्ष प्रौद्योगिकियों तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान मुख्यतः ऊर्जा संरक्षण और माँग पक्ष प्रबंधन संबंधी अन्य उपायों के अपनाए जाने के कारण 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 1.0% की तुलना में 0.8 प्रतिशत की लोच को मानते हुए 7.2% प्रति वर्ष की दर से बिजली की माँग में वृद्धि होने की संभावना है। इसे ध्यान में रखते हुए ऊर्जा उत्पादन 2011-12 के 1038 बिलियन यूनिट से बढ़कर 2016-17 तक 1470 बिलियन यूनिट के स्तर पर पहुँचना चाहिए। तथापि, जीडीपी विकास दर 8%, 9%, 10% तथा जीडीपी-विद्युत लोच क्रमशः 0.9 और 0.8 मानकर संवेदनशीलता विश्लेषण किया गया है जिसका ब्यौरा अध्याय 4 में दिया गया है। 17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुसार 2016-17 में कंपनियों द्वारा सकल विद्युत आवश्यकता लगभग 1488 बिलियन यूनिट है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 1470 बिलियन यूनिट की विद्युत उत्पादन क्षमता के लिए आयोजना क्षमता अभिवृद्धि के प्रयोजनार्थ जीडीपी विकास दर 9% तथा विद्युत लोच 0.8 प्रतिशत अपनाई गई है। यह 17वीं ईपीएस रिपोर्ट के अनुमानों के काफी समीप है।

उत्पादन केन्द्रों की उपलब्धता, सहायक खपत, ऊष्मा दर तथा वित्तीय पैरामीटर इस प्रयोजनार्थ पहले से निर्मित मानदण्डों के अनुसार लिए गए हैं। मानदण्डों का ब्यौरा पैरा 11.2.2 में दिया गया है।

विद्यमान, संस्वीकृत/पहले से चल रही तथा सीईए द्वारा संस्वीकृत परियोजनाओं को प्रतिबद्ध (अवश्य चलने वाली) परियोजनाओं के रूप में लिया गया है। इन परियोजनाओं से बिजली/ऊर्जा की उपलब्धता माँग अनुमान को पूरा करने संबंधी मानदण्डों के अनुसार ली गई है। ईंधन परिवहन प्रणाली तथा विद्युत पारेषण प्रणाली के ब्यौरे के साथ-साथ नई उत्पादन परियोजनाएं आईएसप्लान मॉडल के लिए तैयार किए गए आँकड़ों में शामिल की गई हैं तथा आईएसप्लान मॉडल इनमें से सर्वाधिक उपयुक्त परियोजनाओं को चुनता है।

### 11.2.2 उत्पादन संबंधी मानदण्ड और मान्यताएं

आयोजना प्रक्रिया में उत्पादन यूनिटों से व्यस्ततम अवधि के दौरान बिजली और ऊर्जा की उपलब्धता का आकलन करने के लिए विद्युत प्रणाली के विभिन्न घटकों के प्रतिनिधिमूलक निष्पादन पैरामीटर के रूप में उत्पादन मानदण्डों का प्रयोग किया जाता है। वर्तमान कवायत में प्रयुक्त मानदण्ड औसत निष्पादन पैरामीटर दर्शाने के लिए 7 वर्षों के विद्युत केन्द्रों के निष्पादन के आधार पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण में विकसित किए गए हैं जो देश की विद्युत प्रणाली के वास्तविक निष्पादन के काफी करीब हैं। इन अध्ययनों में प्रयुक्त विभिन्न पैरामीटरों के लिए मान्यताओं सहित इन मानदण्डों की मुख्य विशेषताएं नीचे दी गई हैं-

#### 11.2.2.1 मानदण्ड

आयोजना संबंधी अध्ययनों के लिए विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों के सटीक निष्पादन पैरामीटरों की जरूरत पड़ती है ताकि उनकी उपलब्धता एवं ऊर्जा उत्पादन क्षमता का आकलन किया जा सके। देश और विभिन्न क्षेत्रों की अनुमानित माँग को पूरा करने के लिए व्यस्ततम अवधि के दौरान बिजली की उपलब्धता तथा ऊर्जा उत्पादन क्षमता महत्वपूर्ण पैरामीटर हैं। आयोजना संबंधी अध्ययनों के लिए व्यस्ततम अवधि के दौरान उपलब्धता तथा पीएलएफ मुख्य निष्पादन कारक हैं तथा आयोजना संबंधी अध्ययनों के लिए प्रयुक्त अन्य विशेषताएं हैं- सहायक विद्युत खपत, ऊष्मा दर, उत्पादन यूनिटों की पूँजीगत लागत आदि। अलग-अलग प्रकार की उत्पादन यूनिटों की प्रचालन दक्षता अलग-अलग है तथा तदनुसार थर्मल (कोयला), संयुक्त चक्र, हाइड्रो तथा परमाणु परियोजनाओं के लिए अलग-अलग मानदण्डों का प्रयोग किया गया है। अलग-

अलग आकार की थर्मल यूनिटों के लिए उत्पादन आयोजना संबंधी मानदंड अलग-अलग हैं तथा बड़े आकार की यूनिटों अर्थात् 200 मेगावाट तथा इससे बड़ी यूनिटों ने लंबे समय तक लगातार अच्छे निष्पादन का प्रदर्शन किया है। 660 मेगावाट तथा इससे अधिक क्षमता की बड़ी यूनिटों, जिनके निकट भविष्य में अधिष्ठापित होने की संभावना है, को सहायक ऊर्जा खपत के लिए 500 मेगावाट की यूनिटों के साथ रखा गया है तथापि ऊष्मा दर के प्रयोजनार्थ इन यूनिटों को अलग समूह में रखा गया है। संयुक्त चक्र गैस टरबाइन (सीसीजीटी) बहुत ही ऊर्जा दक्ष है तथा इनकी ऊष्मा दर कम है तथापि उनकी उपलब्धता और पीएलएफ गैस की उपलब्धता पर निर्भर होगी। जल विद्युत यूनिटों की ऊर्जा को परियोजना की डिजाइन ऊर्जा के आधार पर लिया गया है।

व्यस्ततम अवधि के दौरान उपलब्धता

विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की व्यस्ततम अवधि के दौरान उपलब्धता (सकल) तालिका 11.1 में दी गई है।

तालिका 11.1

ऑकड़े प्रतिशत में

विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की व्यस्ततम अवधि के दौरान उपलब्धता (सकल)			
प्रकार	यूनिट का आकार	विद्यमान यूनिट	बावी यूनिट
ताप (कोयला)	800/660 मेगावाट	-	85
	500/250/210/200 मेगावाट	85	85
	200 मेगावाट से कम	75	85
	200 मेगावाट से कम, फिलहाल 20% से कम पीएलएफ पर प्रचालन	50	-
गैस आधारित	सभी आकार के ओसीजीटी	90	90
	सभी आकार के ओसीजीटी	88	88
डीजी सेट	सभी आकार के	75	75
परमाणु	सभी आकार के	85	85
जल विद्युत	सभी आकार के	87.5	87.5

सहायक विद्युत खपत

विभिन्न प्रकार की उत्पादन यूनिटों की सहायक विद्युत खपत पर तालिका 11.2 में विचार किया गया है।

तालिका 11.2

सहायक विद्युत खपत		
क्र.सं.	सहायक विद्युत खपत केन्द्र	प्रतिशत
क)	800/660/500/250/210/200 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें	7.5%
ख)	200 से कम	12.0%
क)	संयुक्त चक्र	3.0%
ख)	खुला चक्र	1.0%
ग)	जल विद्युत केन्द्र	0.5%



## मशीन की ऊष्मा दर

विभिन्न प्रकार की ताप विद्युत यूनिटों के लिए मशीन की ऊष्मा दर (सकल) पर तालिका 11.3 में विचार किया गया है।

तालिका 11.3

मशीन की ऊष्मा दर	
यूनिट का आकार (मेगावाट)	ऊष्मा दर (किलोएलएफ/केडब्ल्यूयू)
800 मेगावाट	
660 मेगावाट	2400
500 मेगावाट	2425
200/210/250 मेगावाट केडब्ल्यूयू	2460
200/210/250 मेगावाट केडब्ल्यूयू	2500
250/210/125 मेगावाट (लिग्नाइट)	2750
100 मेगावाट	2750
50 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें	3000
30 मेगावाट श्रेणी की यूनिटें	3300
संयुक्त चक्र गैस टर्बाइन	2000
खुला चक्र गैस टर्बाइन	2900
डीजी सेट	2000

## संयंत्र भार कारक

विभिन्न प्रकार के संयंत्रों के लिए ताप विद्युत केन्द्रों (कोयला और गैस आधारित) के संयंत्र भार कारक का ब्यौरा तालिका 11.4 में दिया गया है।

तालिका 11.4

ताप परमाणु विद्युत केन्द्र का संयंत्र भार कारक		
यूनिट	पीएलएफ (%)	क्षमता
ताप विद्युत		
कोयला आधारित		
800/660 मेगावाट	80	भावी यूनिटें
500/250/210/200 मेगावाट	80	विद्यमान एवं भावी यूनिटें
100/110 मेगावाट से कम	60	80 % भावी यूनिटों के लिए
	40	20% से कम पीएलएफ पर प्रचालन कर रही ईआर और एनईआर की यूनिटें
लिग्नाइट आधारित 125/ 200/250 मेगावाट	75	
गैस आधारित		
सीसीजीटी	80	
ओसीजीटी	33	
परमाणु यूनिटें		
सभी आकार की	68.5	सांकेतिक क्षमता कारक

जल विद्युत यूनितों के लिए अभिकल्पित ऊर्जा उत्पादन के अनुसार ऊर्जा उत्पादन 90% निर्भरता वर्ष है।

#### 11.2.2.2 पम्प भण्डारण योजनाओं की दक्षता

पम्प भण्डारण योजनाओं की चक्र दक्षता 80% मानी गई है।

#### 11.2.2.3 एलओएलपी तथा ईएनएस की दृष्टि से प्रणाली विश्वसनीयता का स्तर

एलओएलपी 1% और ईएनएस 0.15%

#### 11.2.2.4 धारणाएँ

आयोजना संबंधी अध्ययन के प्रयोजनार्थ विद्यमान वास्तविक स्थितियों के आधार पर वित्तीय एवं लागत तथा तकनीकी पैरामीटरों के संबंध में कतिपय जानकारी को ध्यान में रखा गया है। आयोजना के प्रयोजनार्थ कतिपय सन्निकटताओं का भी सहारा लिया गया है।

#### वित्तीय मानदण्ड

- 1) अध्ययनों में मानी गई डिस्काउंट दर 9% प्रति वर्ष है
- 2) इक्विटी पर प्रतिफल 14% प्रति वर्ष माना गया है
- 3) केन्द्रीय और निजी क्षेत्र की परियोजनाओं के लिए ऋण और इक्विटी का अनुपात 70:30 माना गया है जबकि राज्य क्षेत्र की परियोजनाएं सिर्फ ऋण द्वारा वित्त पोषित की जा रही हैं।

#### लोड ड्यूरेशन कर्व (एलडीसी)

प्रणाली भार कारक के लिए उपयुक्त समायोजनों के साथ विभिन्न क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों से प्राप्त प्रति घंटा माँग संबंधी आँकड़ों के आधार पर वार्षिक लोड ड्यूरेशन कर्व तैयार की गई है।

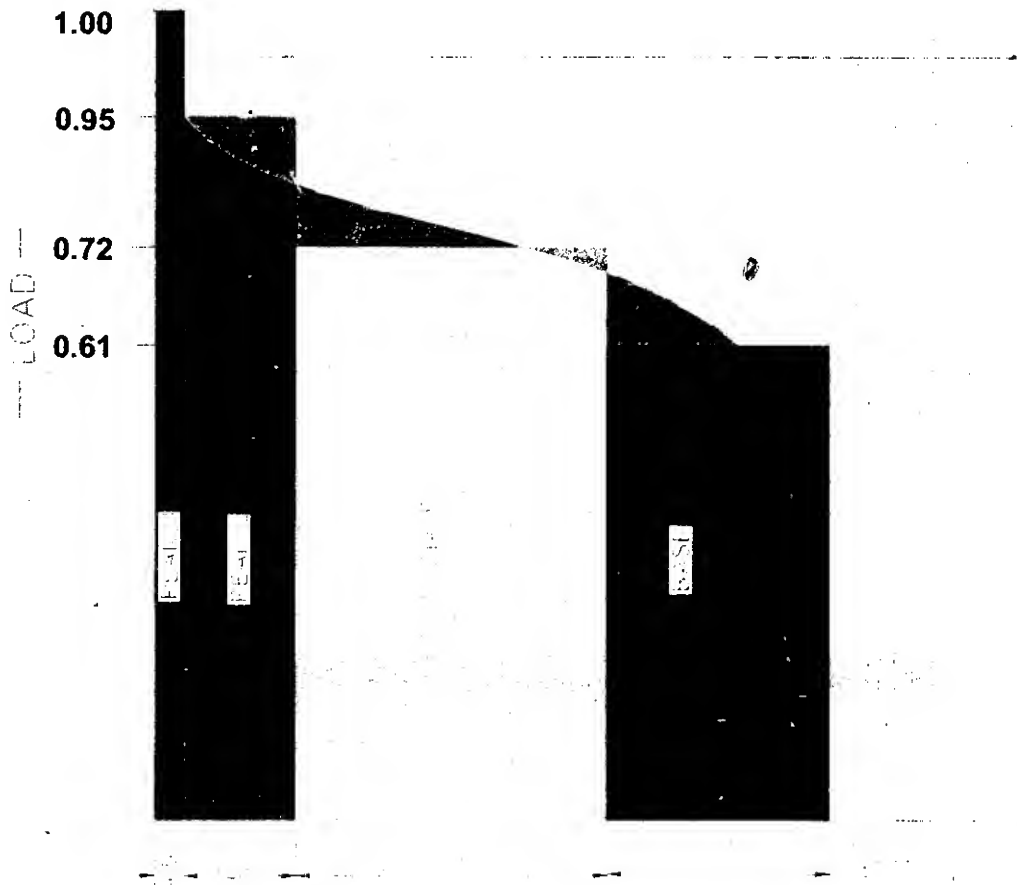
आईएसप्लान मॉडल की अपेक्षा के अनुसार वार्षिक लोड ड्यूरेशन कर्व को रेखा के रूप में तैयार करके चार ब्लकों में विभाजित किया गया है जैसा कि तालिका 11.5 में दिया गया है तथा नीचे दिए गए चित्र में भी दर्शाया गया है:

तालिका 11.5

राज्यीय एलडीसी का तात्कालिक परिवर्तन	
	घंटे (सप्ताह)
पीक 1	365
पीक 2	1460
मध्यवर्ती	4015
बेस	2920
कुल	8760

पीक लोड के अंश की दृष्टि से प्रत्येक ब्लाक की ऊँचाई लोड ड्यूरेशन कर्व (प्रत्येक क्षेत्र के लिए पृथक्) के आकार के आधार पर तैयार की गई है। टिपिकल लोड ड्यूरेशन कर्व और इसका रेखीय कर्व नीचे चित्र में दिया गया है।

#### रेखीय वार्षिक लोड ड्यूरेशन कर्व



#### पारेषण प्रणाली

विद्यमान पारेषण प्रणाली को नियत प्रणाली के रूप में लिया गया है। नई पारेषण लाइनों, जिनकी प्रणाली द्वारा आवश्यकता होगी, का उल्लेख वहाँ किया गया है जहाँ सांकेतिक डाटा उपलब्ध था परन्तु विभिन्न राज्यों/क्षेत्रों तथा पूरे देश में विभिन्न स्थानों की माँग को पूरा करने हेतु मॉडल द्वारा चयनित परियोजनाओं पर आधारित विद्युत प्रवाह की संभावित मात्रा के आधारे पर अपेक्षित पारेषण सक्षमता का मॉडल द्वारा निर्माण किया जाना है।

विभिन्न वोल्टता स्तरों की नई पारेषण लाइनों के निर्माण की पूँजीगत लागत तथा उनकी क्षमता, जिन्हें अध्ययन में ध्यान में रखा गया, का ब्यौरा तालिका 11.6 में दिया गया है।

तालिका 11.6

पर्यवण लाइनों की लागत और क्षमता		
वोल्टता स्तर	विद्युत वहन करने की क्षमता (मेगावाट)	प्रति सर्किट प्रति किलोमीटर समतुल्य लागत (लाख रु.)
765 केवी	2250	145.6
400 केवी	515	53.7
220 केवी	135	30.6
एचवीडीसी	लाइन के आधार पर	प्रत्येक लाइन के लिए अलग- अलग मानते हुए

## कोयला सहलग्नता संबंधी पैरामीटर

वास्तविक सहलग्नताओं के अनुसार तथा कोयला मंत्रालय की स्थाई सहलग्नता समिति की सिफारिशों के आधार पर विशिष्ट खानों से विद्यमान एवं प्रतिबद्ध कोयला आधारित संयंत्रों को नियमित कोयला सहलग्नता प्रदान की गई है। कोयला आधारित नए ताप विद्युत संयंत्रों के मामले में मॉडल संयंत्र की अवस्थिति के आधार पर खदान का चयन करने के लिए स्वतंत्र है ताकि पहुँचाए गए कोयले की लागत न्यूनतम हो।

कोयला मंत्रालय के अद्यतन कार्यालय ज्ञापन के अनुसार कोयले की लागत तथा औसत कैलोरी मान पर विचार किया गया। विभिन्न कोटि के कोयलों की औसत लागत तालिका 11.7 में दी गई है।

तालिका 11.7

कोयले की लागत और ऊष्मा मान		
कोयले का प्रकार	पिटहेड लागत (रु./टन)	औसत कैलोरी मान (कैसीएएल/कैजी)
ग्रेड डी	953-1210	4583
ग्रेड ई	696-1152	4045
ग्रेड एफ	567-930	3437
धुला हुआ कोयला	801-1062	4100
आयातित कोयला	2600	6400
लिग्नाइट (एनएलसी)	1123	2625
लिग्नाइट (राजस्थान)	611	2625
लिग्नाइट (गुजरात)	465	2625

रेलवे द्वारा कोयले की धुलाई की लागत रेल मंत्रालय के माल टैरिफ परिपत्र के अनुसार ली गई है तथा कोयले की दुलाई का औसत भाड़ा 95 पैसा प्रति किलोमीटर प्रति टन बनता है।

## अन्य ईंधन

विद्युत उत्पादन के लिए अन्य ईंधनों की लागत तथा तकनीकी पैरामीटर तालिका 11.8 में दिए गए हैं।

तालिका 11.8

गैस, एलएनजी की लागत तथा ऊष्मा मान		
ईंधन	लागत (रु./हजार घन मीटर)	कैलोरी मान (कैसीएएल/घन मीटर)
एलएनजी	8,000	9,800
गैस (एचबीजे)	4,400	9,500
गैस (रिलायंस)	5,760	9,500
गैस (एनईआर)		9,500

देश के अन्दर स्थित ठिकानों के लिए तरल ईंधन तथा आयातित कोयला रेल नेटवर्क के माध्यम से वहाँ तक पहुँचाया जाता है। संयंत्र स्थल पर ईंधन पहुँचाने की लागत आयात बिन्दु से इसकी दूरी पर निर्भर होती है। रलवे के अनुसार तरल ईंधन की दुलाई की औसत लागत कोयले की दुलाई की लागत से लगभग दोगुनी है।

#### परियोजना लागत

विभिन्न प्रकार के नए संयंत्रों, जिन पर इन अध्ययनों में विचार किया गया, की लागत तालिका 11.9 में दी गई है।

तालिका 11.9

विशिष्ट उत्पादन यूनिटों की पूंजी लागत		
परियोजना का प्रकार	ग्रीन फील्ड परियोजनाएं (लागत करोड़ रु. में/मेगावाट)	विस्तार परियोजनाएं (लागत करोड़ रु. में/मेगावाट)
जल विद्युत		
रन ऑफ द रीवर	4.5	
डैम स्टोरेज	5.0	
पम्प स्टोरेज	3.5	
ताप विद्युत		
कोयला	3.5	3.0
लिग्नाइट*	4.5	4.0
सीसीजीटी	2.62	2.36

#### 11.3 मध्यावधि आयोजना-11वीं पंचवर्षीय योजना (2007-2012)

## 11.3.1 क्षमता वृद्धि

1038 बिलियन यूनिट की ऊर्जा उत्पादन आवश्यकता तथा विविधता एवं 5% स्पिनिंग रिजर्व के साथ व्यस्ततम अवधि के दौरान 1,52,746 मेगावाट लोड की माँग को पूरा करने के लिए 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 21180 मेगावाट की वास्तविक अभिवृद्धि को देखते हुए 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 82,500 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि की जरूरत होगी। तथापि परियोजनाओं की तत्परता के आधार पर अनुमान है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान लगभग 78530 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि व्यवहार्य है। इन परियोजनाओं को निर्माणाधीन परियोजना और प्रतिबद्ध परियोजना की श्रेणी में बांटा गया है तथा इनका संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 11.10 में दिया गया है। विस्तृत ब्यौरा परिशिष्ट 11.1 में दिया गया है।

तालिका 11.10

ऑकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	हाइड्रो	कुल थर्मल	थर्मल ब्रेकअप			न्यूक्लियर	कुल
			कोयला	लिग्नाइट	गैस/ एलएनजी		
निर्माणाधीन परियोजनाएं	13,831	29,967	25,625	1,200	3,142	3,380	47,178
प्रतिबद्ध परियोजनाएं	2,722	28,630	27,280	250	1,100	-	31,352
कुल	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530

(उपर्युक्त में मचैट पॉवर प्लांट शामिल नहीं हैं जो 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान अतिरिक्त रूप में आ सकते हैं)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित क्षमता अभिवृद्धि का क्षेत्र वार ब्यौरा तालिका 11.11 में दिया गया है।

तालिका 11.11

ऑकड़े मेगावाट में

क्षेत्र	हाइड्रो	कुल थर्मल	थर्मल ब्रेकअप			न्यूक्लियर	कुल (प्रतिशत)
			कोयला	लिग्नाइट	गैस/ एलएनजी		
केन्द्रीय	9,685	26,764	24,310	1,000	1,454	3,380	39,829 (50.72 %)
राज्य	3,605	24,347	23,135	450	762	-	27,952 (35.60 %)
निजी	3,263	7,486	5,460	0	2,026	-	10,749 (13.68 %)
अखिल भारत	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530 (100%)

कुल 58597 मेगावाट क्षमता की ताप विद्युत परियोजनाओं (निर्माणाधीन और प्रतिबद्ध परियोजनाएं) का ब्यौरा उनकी अवस्थिति अर्थात् पिटहेडलोड सेंटर और तटीय अवस्थिति की दृष्टि से तथा यूनिट के आकार की दृष्टि से भी तालिका 11.12 और तालिका 11.13 में दिया गया है।

तालिका 11.12

आंकड़े मेगावाट में

ताप विद्युत परियोजनाओं का ब्यौरा - प्रकार के अनुसार

क्षेत्र	पिटहेड* कोयला	लोड सेंटर कोयला	तटीय कोयला	कुल कोयला	लिग्नाइट	गैस/एलएनजी	कुल
उत्तरी	2500	9805		12305	625	220	13150
पश्चिमी	9090	6210	500	15800	325	2211	18336
दक्षिणी	500	4560	3800	8860	500	1001	10361
पूर्वी	12120	3070		15190			15190
पूर्वोत्तर		750		750		810	1560
अखिल भारत	24210	24395	4300	52905	1450	4242	58597

\*पिटहेड स्टेशन ऐसे स्टेशन हैं जिनकी अपनी समर्पित कोयला परिवहन प्रणाली (एमजीआर/रज्जू मार्ग) है तथा कोयले की ढुलाई के लिए वे रेलवे पर निर्भर नहीं हैं।

तालिका 11.13

ताप विद्युत परियोजनाओं का ब्यौरा - यूनिट के आकार के अनुसार

क्षेत्र	800/660 मेगावाट की यूनिट	500 / 600 मेगावाट की यूनिट	210/250/ 300 मेगावाट की यूनिट	110/125 मेगावाट की यूनिट	कुल	गैस/एलएनजी मॉड्यूल	कुल
उत्तरी		17	14	5	36	1	37
पश्चिमी	4	16	20	3	43	5	48
दक्षिणी	1	14	6		21	3	24
पूर्वी	7	13	16		36		36
पूर्वोत्तर			3		3	5	8
अखिल भारत (संख्या)	12	60	59	8	139	14	153
अखिल भारत (मेगावाट)	8060	30160	15185	950	54355	4242	58597

उपर्युक्त के अलावा कुल 11545 मेगावाट की ताप विद्युत परियोजनाओं की पहचान सर्वोत्तम प्रयास परियोजना के रूप में की गई है। ये परियोजनाएं सामान्यतया 12वीं परियोजना की शुरुआत में चालू की जाएंगी परन्तु 11वीं परियोजना में शामिल किन्हीं परियोजनाओं को शुरू करने में आने वाली किसी अड़चन की स्थिति में इनमें से कुछ परियोजनाओं को उनकी तैयारी तथा समय की उपयुक्तता के आधार पर स्वयं 11वीं पंचवर्षीय योजना में ही चालू करने का प्रयास किया जाएगा।

### विकेन्द्रीकृत संवितरित उत्पादन (डीडीजी) और नवीकरणीय ऊर्जा

कुछ क्षेत्रों में बिजली की ग्रिड से जुड़ी आपूर्ति प्रदान करना संभव नहीं है। इन दूरस्थ क्षेत्रों की मांग को पूरा करने के लिए स्थानीय तौर पर उपलब्ध संसाधनों के आधार पर कुछ विद्युत संयंत्र स्थापित करने का प्रस्ताव है जो छोटे जल विद्युत, गैर-परम्परागत स्रोत जैसे कि बायोमास, पवन आदि तथा डीजी सेट हो सकते हैं जहाँ अन्य स्रोत उपलब्ध नहीं हैं। 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान डीडीजी के अंतर्गत लगभग 5000 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि का प्रस्ताव है।

मांग पक्ष प्रबन्धन तथा ऊर्जा बचत संबंधी उपायों से भी व्यस्ततम अवधि के दौरान बिजली की मांग घटाने में मदद मिलेगी। ग्रिड से जुड़े कैप्टिव पावर प्लांटों से अतिरिक्त बिजली प्राप्त करने के लिए भी प्रयास चल रहे हैं। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 12000 मेगावाट क्षमता के कैप्टिव संयंत्र चालू होने की संभावना है। जहाँ तक 5% स्पनिंग रिजर्व के सृजन का संबंध है, उल्लेखनीय है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78530 मेगावाट की संभावित क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर 2011-12 तक प्रणाली में लगभग 5500 मेगावाट (2.8%) स्पनिंग रिजर्व सृजित होने की संभावना है।

आईएसप्लान मॉडल के अंतर्गत पूरी की जाने वाली माँग के आधार पर विशिष्ट पीएलएफ पर विद्युत संयंत्रों के प्रचालन पर विचार किया जाता है ताकि प्रदत्त बिजली की लागत न्यूनतम हो। तदनुसार मंहंगे ईंधनों वाले ताप विद्युत संयंत्र न्यून पीएलएफ पर काम करेंगे अर्थात् सिर्फ पीक डिमांड की अवधि के दौरान न कि आफ पीक अवधि के दौरान। इस मॉडल के अनुसार डीजी आधारित सभी केन्द्र न्यून पीएलएफ पर प्रचालन करेंगे (सिर्फ पीक-1 पीरियड के दौरान)। कुछ गैस आधारित संयंत्र भी न्यून पीएलएफ पर प्रचालन करेंगे (सिर्फ एलडीसी के पीक-1 और पीक-2 ब्लाक के दौरान)।

क्षमता अभिवृद्धि योजना की प्रोफाइल से देखा जा सकता है कि केन्द्रीय क्षेत्र क्षमता अभिवृद्धि संबंधी लक्ष्य के आधे से भी अधिक का योगदान करके क्षमता वृद्धि में महत्वपूर्ण भूमिका निभाएगा। अपनी बढ़ती माँग को पूरा करने के लिए क्षमता अभिवृद्धि की आवश्यकता के संबंध में राज्यों से अच्छा प्रत्युत्तर मिल रहा है तथा आईपीपी के साथ राज्य निष्पादन के लिए शेष क्षमता का अभिनिर्धारण कर रहे हैं। 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए निरूपित राज्य स्वामित्व वाली क्षमता अभिवृद्धि कुल योजना का 35.6% है जबकि 10वीं पंचवर्षीय योजना क्षमता वृद्धि के लक्ष्य में राज्य क्षेत्र का हिस्सा लगभग 27% था और राज्य क्षेत्र में प्राप्त वास्तविक क्षमता वृद्धि राज्य क्षेत्र के लिए निर्धारित लक्ष्य का 56% थी।

यद्यपि राज्य क्षेत्र का योगदान 10वीं पंचवर्षीय योजना में बढ़कर 27952 मेगावाट हो गया है जबकि लक्ष्य 11157 मेगावाट का ही था, राज्य क्षेत्र में समानुपातिक वृद्धि प्राप्त करने के लिए इस बात को ध्यान में रखा जाना चाहिए कि 10वीं पंचवर्षीय योजना में राज्य क्षेत्र के लिए निर्धारित लक्ष्य कम था। क्षमता अभिवृद्धि में केन्द्रीय क्षेत्र से सम्पूरक की भूमिका निभाने की अपेक्षा थी परन्तु क्षमता अभिवृद्धि के लिए राज्यों के तैयार न होने के कारण केन्द्रीय क्षेत्र ने प्रमुख भूमिका ग्रहण की है। यद्यपि तत्परता के वर्तमान स्तर को ध्यान में रखकर राज्य क्षेत्र के लिए लक्ष्य निर्धारित किए गए हैं। 11वीं पंचवर्षीय योजना में राज्य क्षेत्र के अन्तर्गत कुछ और परियोजनाओं को शामिल करने के लिए प्रयास किए जा रहे हैं। लंबी परिपक्वता अवधि के कारण जल विद्युत परियोजनाओं में वृद्धि संभव नहीं है परन्तु सीईए के पास उपलब्ध शेल्फ परियोजनाओं से कुछ ताप विद्युत परियोजनाओं को लिया जा सकता है (12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाओं का उल्लेख परिशिष्ट 11.1 में तथा शेल्फ ताप विद्युत परियोजनाओं का उल्लेख परिशिष्ट 11.3 में किया गया है)। ऐसे राज्यों के साथ निरन्तर अनुवर्ती कार्रवाई की आवश्यकता है जहाँ 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त तक बिजली की कमी होने की उम्मीद है तथा जिनको केन्द्रीय क्षेत्र पर या अन्य राज्यों के पास उपलब्ध अतिरिक्त बिजली पर अपनी माँग को पूरा करने के लिए काफी हद तक निर्भर रहना पड़ेगा।

ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम के तहत 800 मेगावाट की 1 यूनिट, 660 मेगावाट की 11 यूनिट, 500/600 मेगावाट श्रेणी की 60 यूनिट, 300 मेगावाट श्रेणी की 13 यूनिट, 210/250 मेगावाट की 46 यूनिट, 110/125 मेगावाट श्रेणी की 8 यूनिट शामिल हैं।



**11.3.1.1 निर्माणाधीन परियोजनाएं**

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए कुल 47178 मेगावाट की परियोजनाएं निर्माणाधीन हैं। श्रेणीवार और सेक्टर वार ब्यौरा तालिका 11.14 और परिशिष्ट 11.1 में दिया गया है।

**तालिका 11.14**  
**निर्माणाधीन परियोजनाएं**  
**आंकड़े मेगावाट में**

क्षेत्र	हाइड्रो	कुल थर्मल	थर्मल ब्रेकअप			न्यूक्लियर	कुल
			कोयला	लिग्नाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	8565	11644	10190	750	704	3380	23589
राज्य	3075	13597	12735	450	412	-	16672
निजी	2191	4726	2700	0	2026	-	6917
अखिल भारत	13831	29967	25625	1200	3142	3380	47178

**11.3.1.2 प्रतिबद्ध परियोजनाएं**

निर्माणाधीन परियोजनाओं के अलावा अनेक परियोजनाएं विकास के विभिन्न चरणों पर हैं जिसके लिए क्रियान्वयन एजेंसियों द्वारा आवश्यक निवेश की व्यवस्था की जा रही है। इन परियोजनाओं को स्थापित करने के लिए अपेक्षित विभिन्न स्वीकृतियां जिनमें पर्यावरण एवं वन स्वीकृति, भूमि अधिग्रहण प्रशीतन जल उपलब्धता, डीपीआर तैयार करना, सीईए/राज्य सरकार की सहमति (जहाँ अपेक्षित हो), वित्तीय करार/सरकार से सीसीईए स्वीकृति, ईंधन सहलग्नता आदि शामिल हैं, प्राप्त की जा रही हैं। इन स्वीकृतियों को प्राप्त करने के लिए महत्वपूर्ण मील पत्थरों की निकटता से मॉनिटरिंग की जा रही है इसलिए काफी हद तक यह तय है कि ये परियोजनाएं 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अमल में आएंगी। वर्तमान स्थिति के आधार पर ऐसा लगता है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाभ के लिए कुल 31352 मेगावाट क्षमता को प्रतिबद्ध क्षमता के रूप में माना जा सकता है जिसके तहत 2722 मेगावाट जल विद्युत और 28630 मेगावाट ताप विद्युत शामिल हैं। श्रेणीवार, क्षेत्रवार ब्यौरा तालिका 11.15 और परिशिष्ट 11.1 में दिया गया है।

## तालिका 11.15

ऑकड़े मेगावाट में

प्रतिबद्ध क्षमता

क्षेत्र	हाइड्रो	कुल धर्मल	धर्मल स्वरूप			न्यूक्लियर	कुल
			कोयला	लिग्नाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	1120	15120	14120	250	750	0	16240
राज्य	530	10750	10400	0	350	-	11280
निजी	1072	2760	2760	0	0	-	3832
अखिल भारत	2722	28630	27280	250	1100	0	31352

प्रतिबद्ध श्रेणी के अन्तर्गत जल विद्युत परियोजनाओं में से लगभग सभी को सीईए/राज्य सरकारों से सहमति मिल गई है परन्तु 585 मेगावाट की कुल 5 परियोजनाओं को सहमति नहीं मिली है अर्थात् उत्तरांचल में 120 मेगावाट की ब्यासी परियोजना, पंजाब में 75 मेगावाट की यूबीडीसी 3, आन्ध्र प्रदेश में 240 मेगावाट की लोअर जुसाला परियोजना, तथा हिमाचल प्रदेश में 50 मेगावाट की तांगूरोमई एचईपी और 100 मेगावाट की टिलांग जल विद्युत परियोजना।

11वीं पंचवर्षीय योजना के पहले वर्ष के दौरान इन सभी परियोजनाओं के लिए आदेश सौंपने की दिशा में हर संभव प्रयास किए गए हैं। इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण राज्यों/एजेंसियों के साथ संपर्क रखेगा।

## 11.3.1.3 अतिरिक्त गैस परियोजनाएं

गैस की उपलब्धता में अनिश्चितता तथा पेट्रोलियम उत्पादों की अधिक कीमतों को देखते हुए ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि अधिमानतः कोयले पर आधारित है तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना में सिर्फ लगभग 4200 मेगावाट की गैस आधारित क्षमता अभिवृद्धि शामिल की गई है। गैस आधारित ये सभी परियोजनाएं निष्पादन के अधीन हैं या स्थानीय स्रोतों से गैस अनुबंधित की गई है। तथापि देश के विभिन्न ठिकानों पर कुल 12980 मेगावाट के गैस आधारित विद्युत संयंत्र अभिनिर्धारित किए गए हैं और यदि युक्तिसंगत कीमत पर गैस उपलब्ध हो जाएगी तो 11वीं पंचवर्षीय योजना के उत्तरार्ध में इन गैस आधारित परियोजनाओं को शुरू किया जा सकता है। अतिरिक्त गैस परियोजनाओं की सूची तालिका 11.16 में दी गई है।

## तालिका 11.16

गैस आधारित अतिरिक्त परियोजनाओं की सूची

संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	क्षेत्र	क्षमता (मेगावाट)
कायमकुलम	केरल	एनटीपीसी	सी	1950
कवास II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
गांधार II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
प्रगति II	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	330
प्रगति III (बवाना)	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	1000
रिलायंस दादरी	यूपी	रिलायंस एनर्जी	पी	5600
एस्सार हजीरा	गुजरात	एस्सार पावर	पी	1500
कुल				12980

युक्तिसंगत कीमत पर गैस उपलब्ध हो जाने की स्थिति में 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान इन परियोजनाओं को शुरू करने के लिए विकासकों को तैयार रहने की सलाह दी गई है।

**11.3.1.4 अतिरिक्त प्रयास परियोजनाएं (सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएं)**

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की संभावित क्षमता अभिवृद्धि के अलावा अतिरिक्त प्रयास से 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 11545 मेगावाट की ताप विद्युत क्षमता तैयार हो सकती है। ब्यौरा 11.17 और परिशिष्ट 11.1 में दिया गया है। ये परियोजनाएं 12वीं पंचवर्षीय योजना की शेल्व परियोजनाएं हैं। इन परियोजनाओं के संबंध में 11वीं पंचवर्षीय योजना के पहले वर्ष के दौरान संबंधित क्रियान्वयन एजेंसियों द्वारा आवश्यक स्वीकृतियां, कोयला सहलग्नता प्राप्त करने तथा आदेश सौंपने की दिशा में प्रयास किया जाना चाहिए।

तालिका 11.17  
अतिरिक्त प्रयास वाली ताप विद्युत परियोजनाएं

क्षेत्र	कुल थर्मल	थर्मल ब्रेकअप			न्यूक्लियर	कुल
		कोयला	लिग्नाइट	गैस/एलएनजी		
केन्द्रीय	4,190	4,190	0	0	0	4,190
राज्य	3,300	2,300	1,000	0	-	3,300
निजी	4,055	4,055	0	0	-	4,055
अखिल भारत	11,545	10,545	1,000	0	0	11,545

(ऐसा समझा जाता है कि 1615 मेगावाट क्षमता अर्थात् रोजा 600 मेगावाट और नागार्जुन 1015 मेगावाट क्षमता के लिए हाल ही में ईपीसी ठेका दिया गया है)

**11.3.2 ईंधन संबंधी आवश्यकता**

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78530 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि को देखते हुए 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्तिम वर्ष (2011-12) के दौरान ईंधन संबंधी आवश्यकता का संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 11.18 में दिया गया है। यह 11वीं पंचवर्षीय योजनाओं के दौरान 58597 मेगावाट की ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि पर आधारित है।

कोयला संबंधी आवश्यकता की परिगणना का ब्यौरा परिशिष्ट 11.2 में दिया गया है। इस समय विद्युत क्षेत्र को वस्तुतः आपूर्त गैस की मात्रा 36 एमएमएससीएमडी है जबकि चालू वर्ष (2006-07) के दौरान आवश्यकता 54 एमएमएससीएमडी है। 90% पीएलएफ पर गैस की आवश्यकता लगभग 89 एमएमएससीएमडी बनती है।

तालिका 11.18  
2011-12 के दौरान अनुमानित ईंधन आवश्यकता

ईंधन	आवश्यकता (2011-12)
घरेलू कोयला*	550 मीट्रिक टन
लिग्नाइट	33 मीट्रिक टन
गैस/एलएनजी**	89 एमएमएससीएमडी

\* 2011-12 तक घरेलू स्रोतों से कुल 482 मीट्रिक टन कोयला उपलब्ध होने की उम्मीद है। तदनुसार भारतीय कोयले के 68 मीट्रिक टन के बराबर 40 मीट्रिक टन कोयले के आयात की व्यवस्था करनी पड़ सकती है। इस मात्रा में कमी आ सकती है यदि घरेलू कोयले के उत्पादन में वृद्धि हो।

**\*\* 90% पीएलएफ पर 2011-12 में 89 एमएमएससीएमडी गैस की आवश्यकता का अनुमान लगाया गया है। इस समय 36 एमएमएससीएमडी गैस उपलब्ध है इसलिए यह मौजूदा संयंत्रों की आवश्यकता को पूरा करने के लिए पर्याप्त नहीं है।**

### **ईंधन सहलग्नता की स्थिति**

#### **कोयला**

52905 मेगावाट की कोयला आधारित संभावित क्षमता अभिवृद्धि में से,

- 37,975 मेगावाट आवंटित सहलग्नता है:
- 6,580 मेगावाट आवंटित कैप्टिव कोयला ब्लॉक है
- 4500 मेगावाट सहलग्नता अभी तक आवंटित नहीं हुई है तथा 2500 मेगावाट के कोयला ब्लॉक आवंटित होने हैं
- 1350 मेगावाट संभावित आयातित कोयला है जिसके लिए औपचारिक ईंधन आपूर्ति व्यवस्था अभी होनी है
- 24210 मेगावाट क्षमता पिटहेड आधारित है
- 24395 मेगावाट लोड सेन्टर आधारित है, और
- 4300 मेगावाट तटीय विद्युत संयंत्र हैं।

आज के परिदृश्य में कोयले की कीमतों के वर्तमान स्तर तथा रेलवे की परिवहन टैरिफ के नदेनजर 300 किलोमीटर या इससे अधिक की दूरी पर स्थित लोड सेंटर विद्युत संयंत्र की तुलना में पिटहेड विद्युत संयंत्र से लेकर लोड सेंटर तक बिजली का पारेषण सस्ता विकल्प है तथा निम्नलिखित बातों के चलते लोड सेन्टर ताप विद्युत संयंत्रों की स्थापना आवश्यक बन जाती है।

- प्रणाली स्थिरता/सुरक्षा
- राज्य ग्रिड की सुरक्षा और राज्य में विभिन्न महत्वपूर्ण प्रणालियों जैसे रेलवे, अस्पताल, एयर पोर्ट आदि को आपातकालीन आपूर्ति
- पारेषण प्रणाली के विफल होने की स्थिति में आपात स्थिति से निपटने के लिए
- पर्यावरणीय विकृति का बिखराव
- नई पारेषण लाइन के निर्माण के मामले में 'शूट ऑफ वे' की समस्या

परिणामतः 11वीं पंचवर्षीय योजना में लोड सेंटरों पर लगभग 46% कोयला आधारित संयंत्र स्थापित होने की संभावना है।

**गैस परिदृश्य**

गैस की उपलब्धता में अनिश्चितता तथा इसकी अधिक कीमतों के कारण 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाभ के लिए सिर्फ लगभग 4242 मेगावाट की गैस आधारित परियोजनाएं शामिल की गई हैं। ये परियोजनाएं या तो निर्माणाधीन हैं या इनके लिए गैस आपूर्ति अनुबंधित हो चुकी है।

इस समय प्राकृतिक गैस का घरेलू उत्पादन लगभग 32-33 बीसीएम है। 2007-08 में एक मोटे अनुमान के अनुसार सार्वजनिक क्षेत्र की कंपनी ओएनजीसी और ओआईएल लिमिटेड द्वारा प्राकृतिक गैस के उत्पादन का लक्ष्य 25.23 बीसीएम होगा जो 2011-12 में बढ़कर 26.12 बीसीएम हो सकता है। निजी क्षेत्र में तथा संयुक्त उद्यमों के माध्यम से प्राकृतिक गैस का संभावित उत्पादन 2007-08 में लगभग 8.60 बीसीएम होने का अनुमान है जो 2011-12 में बढ़कर 23 बीसीएम हो सकता है, यदि हाल में खोजे गए क्षेत्रों से समय पर वाणिज्यिक उत्पादन होने लगेगा। इसलिए 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंतिम वर्ष में गैस का देशज उत्पादन 49 बीसीएम प्रति वर्ष होगा।

भारतीय हाइड्रोकार्बन फोरम 2025 ने अनुमान लगाया है कि 2011-12 तक 313 एमएमएसएमडी (114 बीसीएम प्रति वर्ष के समतुल्य) गैस की मांग होगी। इसलिए यह उम्मीद करना तर्कसंगत है कि एलएनजी के रूप में राष्ट्रीय पारेषण लाइनों के माध्यम से भविष्य में मांग को पूरा करने के लिए भारी मात्रा में प्राकृतिक गैस का आयात करने की आवश्यकता पड़ेगी। प्राकृतिक गैस की आपूर्ति करने वाले देशों (कतर, ईरान, आस्ट्रेलिया) के साथ वार्ता की वर्तमान पद्धति को देखते हुए उम्मीद है कि 2011-12 तक 54 एमएमएसएमडी (लगभग 19 बीसीएम प्रति वर्ष) प्राकृतिक गैस उपलब्ध हो सकेगी। तथापि भविष्य में एलएनजी अवसंरचना में सुधार के लिए निवेश योजना के तहत निम्नलिखित शामिल हैं-

दाहेज	:	7.5	एमएमपीपीए
दाभोल	:	5.0	एमएमपीपीए
कोचीन	:	2.5	एमएमपीपीए
हजीरा	:	2.5	एमएमपीपीए

और दाहेज, कोचीन और हजीरा में से प्रत्येक के लिए 2.5 एमएमपीपीए क्षमता की अभिवृद्धि

**गैस का मूल्य निर्धारण**

- 1) **एपीएम में गैस का मूल्य निर्धारण:** राष्ट्रीय तेल कंपनियों नामतः ओएनजीसी और ओआईएल के वर्चस्व के कारण भारत में लागत+आधार पर मूल्य निर्धारित किया जाता है। ओएनजीसी और ओआईएल की मनोनीत फिल्ट्रों के लिए संदेय गैस की कीमत बाजार मूल्य से काफी कम है। एपीएम तंत्र के अंतर्गत कोई और गैस उपलब्ध नहीं होगी।
- 2) **एनईएलपी संविदा पूर्व:** क्रेताओं और विक्रेताओं के बीच कीमतों पर समझौता हुआ तथा सामान्यतया यह तेल की कीमतों से जुड़ा था।
- 3) **एनईएलपी में गैस के मूल्य का निर्धारण:** ओएनजीसी और ओआईएल सहित ठेकेदारों को बाजार में निर्धारित कीमतों पर गैस बेचने की आजादी है। सरकार को देय विभिन्न गैर कर देयों की गणना के लिए गैस की

कीमत का आकलन करने हेतु औपचारिक तौर पर गैस की कीमत के मामले में सरकार से मंजूरी लेने की जरूरत होती है।

- 4) **एलएनजी का मूल्य निर्धारण:** बाजार दर पर एलएनजी का मूल्य निर्धारित किया जाता है। भविष्य में भी इसी सिद्धान्त को लागू किया जाएगा।
- 5) **गैस की खोज की स्थिति:** वाणिज्यिकता के संबंध में खोज निर्णय के बाद सामान्य प्रक्रियाओं के अन्तर्गत वाणिज्यिक खोज के लिए विकास योजनाओं की प्रस्तुति और अनुमोदन शामिल है। खोज के वाणिज्यीकरण की मॉनिटरिंग डीजीएच (हाइड्रो कार्बन महानिदेशक) द्वारा तथा संबंधित पीएससी (उत्पादन हिस्सेदारी संविदा) में विहित समय सीमा के संबंध में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा की जाती है।
  - (i) **रिलायंस (आरआईएल) फिल्ड:** प्रबंध समिति द्वारा धीरू भाई 1 और 3 डिस्कवरी की आरंभिक विकास योजना अनुमोदित की गई है। 5.5 टीसीएफ पर डीजीएच अनुमोदित मूल गैस की व्यवस्था है। उत्पादन की परिकल्पित दर 10 वर्ष की अवधि के लिए 40 एमएमएससीएमडी है। देशज गैस की उपलब्धता की तिथि जून 2008 दर्शाई गई है।
  - (ii) **गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कारपोरेशन (जीएसपीसी) फिल्ड:** यह ब्लाक कृष्णा गोदावरी उथला जल अपतट में स्थित है। खोज के लिए ठेकेदार को मूल्यांकन कार्यक्रम अभी प्रस्तुत करना है। खोज का मूल्यांकन पूरा होने से पूर्व सही मायने में भण्डार या उत्पादन का अनुमान संभव नहीं है।
  - (iii) **ओएनजीसी:** ओएनजीसी फिलहाल मध्य गुजरात बेसिन में जी-1 और जी-15 डिस्कवरी का विकास कर रहा है। मार्च 2007 में गैस का उत्पादन होने की उम्मीद है तथा उपर्युक्त दो फिल्डों से 7 वर्ष की अवधि के लिए गैस का अनुमानित उत्पादन 2.1 एमएमएससीएमडी है।

#### जल विद्युत परियोजनाएं

11वीं पंचवर्षीय योजना में शामिल 16553 मेगावाट की कुल जल विद्युत क्षमता में से

- 13,831 मेगावाट की क्षमता निर्माणाधीन है
- 2137 मेगावाट के लिए सीईए/राज्य सरकार द्वारा सहमति प्रदान की गई है तथा निवेश निर्णय/कार्य सौंपे जाने की प्रतीक्षा है।
- 585 मेगावाट के लिए डीपीआर तैयार है तथा सीईए/राज्य सरकार की सहमति की प्रतीक्षा है।

भण्डारण/रन ऑफ रिवर (आरओआर)/पंप भंडारण (पीएसएस) की दृष्टि से जल विद्युत परियोजनाओं का ब्यौरा तालिका 11.19 में दिया गया है।

**गैस परिदृश्य**

गैस की उपलब्धता में अनिश्चितता तथा इसकी अधिक कीमतों के कारण 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाभ के लिए सिर्फ लगभग 4242 मेगावाट की गैस आधारित परियोजनाएं शामिल की गई हैं। ये परियोजनाएं या तो निर्माणाधीन हैं या इनके लिए गैस आपूर्ति अनुबंधित हो चुकी है।

इस समय प्राकृतिक गैस का घरेलू उत्पादन लगभग 32-33 बीसीएम है। 2007-08 में एक मोटे अनुमान के अनुसार सार्वजनिक क्षेत्र की कंपनी ओएनजीसी और ओआईएल लिमिटेड द्वारा प्राकृतिक गैस के उत्पादन का लक्ष्य 25.23 बीसीएम होगा जो 2011-12 में बढ़कर 26.12 बीसीएम हो सकता है। निजी क्षेत्र में तथा संयुक्त उद्यमों के माध्यम से प्राकृतिक गैस का संभावित उत्पादन 2007-08 में लगभग 8.60 बीसीएम होने का अनुमान है जो 2011-12 में बढ़कर 23 बीसीएम हो सकता है, यदि हाल में खोजे गए क्षेत्रों से समय पर वाणिज्यिक उत्पादन होने लगेगा। इसलिए 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंतिम वर्ष में गैस का देशज उत्पादन 49 बीसीएम प्रति वर्ष होगा।

भारतीय हाइड्रोकार्बन फोरम 2025 ने अनुमान लगाया है कि 2011-12 तक 114 एमएमएसएमडी (114 बीसीएम प्रति वर्ष के समतुल्य) गैस की माँग होगी। इसलिए यह उम्मीद करना तर्कसंगत है कि एलएनजी के रूप में राष्ट्रपारीय पारेषण लाइनों के माध्यम से भविष्य में माँग को पूरा करने के लिए भारी मात्रा में प्राकृतिक गैस का आयात करने की आवश्यकता पड़ेगी। प्राकृतिक गैस की आपूर्ति करने वाले देशों (कतर, ईरान, आस्ट्रेलिया) के साथ वार्ता की वर्तमान पद्धति को देखते हुए उम्मीद है कि 2011-12 तक 54 एमएमएसएमडी (लगभग 19 बीसीएम प्रति वर्ष) प्राकृतिक गैस उपलब्ध हो सकेगी। तथापि भविष्य में एलएनजी अवसंरचना में सुधार के लिए निवेश योजना के तहत निम्नलिखित शामिल हैं-

दाहेज	:	7.5	एमएमटीपीए
दाभोल	:	5.0	एमएमटीपीए
कोचीन	:	2.5	एमएमटीपीए
हजीरा	:	2.5	एमएमटीपीए

और दाहेज, कोचीन और हजीरा में से प्रत्येक के लिए 2.5 एमएमपीटीए क्षमता की अभिवृद्धि

**गैस का मूल्य निर्धारण**

- 1) **एपीएम में गैस का मूल्य निर्धारण:** राष्ट्रीय तेल कंपनियों नामतः ओएनजीसी और ओआईएल के वर्चस्व के कारण भारत में लागत+आधार पर मूल्य निर्धारित किया जाता है। ओएनजीसी और ओआईएल की मनोनीत फिल्डों के लिए संदेय गैस की कीमत बाजार मूल्य से काफी कम है। एपीएम तंत्र के अंतर्गत कोई और गैस उपलब्ध नहीं होगी।
- 2) **एनईएलपी संविदा पूर्व:** क्रेताओं और विक्रेताओं के बीच कीमतों पर समझौता हुआ तथा सामान्यतया यह तेल की कीमतों से जुड़ा था।
- 3) **एनईएलपी में गैस के मूल्य का निर्धारण:** ओएनजीसी और ओआईएल सहित ठेकेदारों को बाजार में निर्धारित कीमतों पर गैस बेचने की आजादी है। सरकार को देय विभिन्न गैर कर देयों की गणना के लिए गैस की

कीमत का आकलन करने हेतु औपचारिक तौर पर गैस की कीमत के मामले में सरकार से मंजूरी लेने की जरूरत होती है।

- 4) **एलएनजी का मूल्य निर्धारण:** बाजार दर पर एलएनजी का मूल्य निर्धारित किया जाता है। भविष्य में भी इसी सिद्धान्त को लागू किया जाएगा।
- 5) **गैस की खोज की स्थिति:** वाणिज्यिकता के संबंध में खोज निर्णय के बाद सामान्य प्रक्रियाओं के अन्तर्गत वाणिज्यिक खोज के लिए विकास योजनाओं की प्रस्तुति और अनुमोदन शामिल है। खोज के वाणिज्यीकरण की मॉनिटरिंग डीजीएच (हाइड्रो कार्बन महानिदेशक) द्वारा तथा संबंधित पीएससी (उत्पादन हिस्सेदारी संविदा) में विहित समय सीमा के संबंध में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा की जाती है।
  - (i) **रिलायंस (आरआईएल) फिल्ड:** प्रबंध समिति द्वारा धीरू भाई 1 और 3 डिस्कवरी की आरंभिक विकास योजना अनुमोदित की गई है। 5.5 टीसीएफ पर डीजीएच अनुमोदित मूल गैस की व्यवस्था है। उत्पादन की परिकल्पित दर 10 वर्ष की अवधि के लिए 40 एमएमएससीएमडी है। देशज गैस की उपलब्धता की तिथि जून 2008 दर्शाई गई है।
  - (ii) **गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कारपोरेशन (जीएसपीसी) फिल्ड:** यह ब्लाक कृष्णा गोदावरी उथला जल अपतट में स्थित है। खोज के लिए ठेकेदार को मूल्यांकन कार्यक्रम अभी प्रस्तुत करना है। खोज का मूल्यांकन पूरा होने से पूर्व सही मायने में भण्डार या उत्पादन का अनुमान संभव नहीं है।
  - (iii) **ओएनजीसी:** ओएनजीसी फिलहाल मध्य गुजरात बेसिन में जी-1 और जी-15 डिस्कवरी का विकास कर रहा है। मार्च 2007 में गैस का उत्पादन होने की उम्मीद है तथा उपर्युक्त दो फिल्डों से 7 वर्ष की अवधि के लिए गैस का अनुमानित उत्पादन 2.1 एमएमएससीएमडी है।

#### जल विद्युत परियोजनाएं

11वीं पंचवर्षीय योजना में शामिल 16553 मेगावाट की कुल जल विद्युत क्षमता में से

- 13,831 मेगावाट की क्षमता निर्माणाधीन है
- 2137 मेगावाट के लिए सीईए/राज्य सरकार द्वारा सहमति प्रदान की गई है तथा निवेश निर्णय/कार्य सौंपे जाने की प्रतीक्षा है।
- 585 मेगावाट के लिए डीपीआर तैयार है तथा सीईए/राज्य सरकार की सहमति की प्रतीक्षा है।

भण्डारण/रन ऑफ रिवर (आरओआर)/पंप भंडारण (पीएसएस) की दृष्टि से जल विद्युत परियोजनाओं का वीरा तालिका 11.19 में दिया गया है।



## तालिका 11.19

आंकड़े मेगावाट में  
जल विद्युत परियोजनाओं का विवरण

क्षेत्र	आरओआर	भण्डारण	पीएसएस	कुल
उत्तरी	6449	1320	1000	8769
पश्चिमी	520	400	250	1170
दक्षिणी	653	564	0	1217
पूर्वी	1623	150	900	2673
पूर्वांतर	40	2684	0	2724
अखिल भारत	9285	5118	2150	16553

आरओआर: रन ऑफ रिवर पीपीएस: पम्प भण्डारण

## 11.4 दीर्घकालीन आयोजना - 12वीं पंचवर्षीय योजना परिक्रम (2012-17)

जीडीपी विकास दर 8%, 9% और 10% तथा लोच 0.9 और 0.8 मानकर संवेदनशीलता विश्लेषण के समकक्ष 12वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के दौरान अधिष्ठापित क्षमता और क्षमता अभिवृद्धि संबंधी आवश्यकता तालिका 11.20 में दी गई है।

## तालिका 11.20

12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17) के दौरान अपेक्षित क्षमता अभिवृद्धि

जीडीपी विकास दर	जीडीपी/विद्युत लोच	अपेक्षित विद्युत उत्पादन (बीयू)	पीक डिमांड (मेगावाट)	अधिष्ठापित क्षमता (मेगावाट)	12वीं योजना के दौरान अपेक्षित क्षमता अभिवृद्धि (मेगावाट)
8%	0.8	1,415	2,15,700	2,80,300	70,800
	0.9	1,470	2,24,600	2,91,700	82,200
9 %	0.8	1,470	2,24,600	2,91,700	82,200
	0.9	1,532	2,33,300	3,03,800	94,300
10 %	0.8	1,525	2,32,300	3,02,300	92,800
	0.9	1,597	2,44,000	3,17,000	1,07,500

उपर्युक्त तालिका से देखा जा सकता है कि विभिन्न विकास परिदृश्यों के अन्तर्गत 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अपेक्षित क्षमता अभिवृद्धि सांकेतिक पैरामीटरों के आधार पर 70,000 मेगावाट से लेकर 1,07,500 मेगावाट के बीच होगी।

9% जीडीपी विकास दर तथा 0.8% की लोच के आधार पर 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए 82,200 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि की सिफारिश की जाती है।

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए लगभग कुल 167000 मेगावाट की परियोजनाओं शेल्व तैयार किया गया है जिसमें से 82,200 मेगावाट (30000 मेगावाट हाइड्रो, 40,000 मेगावाट थर्मल और 11,000-13,000 मेगावाट न्यूक्लियर) की क्षमता 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अग्रिम कार्रवाई के

लिए हाथ में ली गई है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए अभिचिन्हित परियोजनाओं का शेल्व परिशिष्ट 11.3 में दिया गया है। सर्वोत्तम प्रयास परियोजना के रूप में परिशिष्ट 11.1 में दर्शाई गई परियोजनाएं भी 12वीं पंचवर्षीय योजना की शेल्व परियोजनाओं का अंग होंगी। 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए शेल्व परियोजनाओं का संक्षिप्त ब्यौरा तालिका 11.21 में दिया गया है। सभी विकासकों को सलाह दी गई है कि वे 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान ही कम से कम 70-80% क्षमता के लिए आदेश सौंपने की दृष्टि से 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान इन परियोजनाओं के क्रियान्वयन हेतु तैयारी शुरू करें।

तालिका 11.21

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे के लिए शेल्व परियोजनाएं

प्रकार	कुल शेल्व परियोजनाएं (मेगावाट)	11वीं पंचवर्षीय योजना में संभावित सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएं (मेगावाट)
जल विद्युत	40,658	0
ताप विद्युत	1,14,018	11,545
कोयला	94,185	10,545
लिग्नाइट	4,250	1,000
गैस/एलएनजी	15,583	-
न्यूक्लियर	12,800	-
कुल	167,476	11,545

देश की ऊर्जा सुरक्षा के लिए तथा ताप विद्युत उत्पादन से उत्पन्न ग्रीन हाउस गैस के उत्सर्जन को न्यूनतम करने के लिए 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान भारी क्षमता वाले जल और परमाणु बिजली संयंत्रों को स्थापित करने की आवश्यकता है। 11वीं पंचवर्षीय योजना में जल विद्युत परियोजनाओं की तैयारी के मद्देनजर सिर्फ 16,553 मेगावाट की जल विद्युत क्षमता का प्रस्ताव रखा गया है। जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में अन्वेषण, डीपीआर तैयार करने और आधारभूत सुविधाओं के निर्माण में लगभग 2 वर्ष का समय लगता है तथा परियोजना निष्पादित करने में 5 और वर्ष लग सकते हैं। लंबी परिपक्वता अवधि, सर्वेक्षण एवं अन्वेषण, डीपीआर की तैयारी, आरंभिक अवसंरचना उपलब्ध करने, सीईए/राज्य सरकार की सहमति प्राप्त करने में लगने वाले अधिक समय के मद्देनजर 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए नियोजित परियोजनाओं के लिए पर्यावरण स्वीकृति तथा मुख्य पैकजों के लिए एलओए का कार्य 12वीं पंचवर्षीय योजना शुरू होने से काफी पहले पूरा करना होगा। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान ही मुख्य उपकरणों के लिए एलओए का सौंपा जाना सुनिश्चित करने के लिए सभी परियोजनाओं के संबंध में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण और विद्युत मंत्रालय को प्रगति की मॉनिटरिंग करनी है। इसी तरह 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान परमाणु विद्युत क्षमता के लिए 3380 मेगावाट का हल्का लक्ष्य रखा गया है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए न्यूक्लीयर पावर कारपोरेशन का वर्तमान कार्यक्रम लगभग 10800 मेगावाट है। 2000 मेगावाट की अन्य क्षमता की योजना एनटीपीसी द्वारा बनाई जा रही है। तथापि अन्य खिलाड़ियों के लिए क्षेत्र को खोलने तथा अन्तर्राष्ट्रीय बाजार से ईंधन की उपलब्धता के कारण हम 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए परमाणु बिजली क्षमता संबंधी लक्ष्य में वृद्धि की उम्मीद कर सकते हैं।

12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए नियोजित क्षमता में से कम से कम 70-80 प्रतिशत के लिए आदेश 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान ही दिया जाना चाहिए ताकि 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान परियोजनाओं का अधिष्ठापन सुनिश्चित हो सके। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा इसकी मॉनिटरिंग तथा समन्वय का कार्य किया जाना चाहिए।

**11.5 पर्यावरणीय पहलू**

11वीं और 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अपेक्षित क्षमता अभिवृद्धि पर आधारित कार्बनडाई ऑक्साइड उत्सर्जन और फ्लाई ऐश सृजन की गणना की गई है। 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 21180 मेगावाट की संभावित क्षमता अभिवृद्धि को देखते हुए सांकेतिक आधार पर 10वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त में कार्बनडाई ऑक्साइड का कुल उत्सर्जन लगभग 480 मिलियन टन प्रति वर्ष बैठता है। वर्ष 2011-12 के दौरान अर्थात् 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्तिम वर्ष में सांकेतिक आधार पर 11वीं योजना के दौरान 58597 मेगावाट की अनन्तिम ताप विद्युत क्षमता वृद्धि के कारण प्रतिवर्ष कार्बन डाई आक्साइड का अतिरिक्त उत्सर्जन लगभग 360 मिलियन टन बैठता है जैसा कि तालिका 11.22 में दिया गया है। इस प्रकार 2011-12 के दौरान कार्बन डाई आक्साइड का कुल उत्सर्जन 840 मिलियन टन प्रति वर्ष होगा।

**तालिका 11.22**

2011-12 के दौरान कार्बन डाई आक्साइड का प्रति वर्ष अतिरिक्त उत्सर्जन (मिलियन टन में)		
इंधन	क्षमता अभिवृद्धि (मेगावाट)	प्रतिवर्ष कार्बनडाई आक्साइड का उत्सर्जन (मिलियन टन में)
कोयला	52,905	333.06
लिग्नाइट	1,450	9.26
गैस/एलएनजी	4,242	17.21
कुल-ताप विद्युत	58,597	359.53

अनुमान है कि 10वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त (2006-07) तक प्रति वर्ष फ्लाई ऐश का सृजन लगभग 98 मिलियन टन होगा। 11वीं पंचवर्षीय योजना (2007-12) के दौरान सांकेतिक आधार पर सृजित अतिरिक्त फ्लाई ऐश 2011-12 के दौरान लगभग 82 मिलियन टन प्रति वर्ष बैठती है, इस प्रकार उस वर्ष में कुल लगभग 180 मिलियन टन फ्लाई ऐश का सृजन होगा।

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 40000 मेगावाट की अनन्तिम ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि के कारण सांकेतिक आधार पर 2016-17 के दौरान कार्बन डाई आक्साइड का प्रति वर्ष अतिरिक्त उत्सर्जन लगभग 252 मिलियन टन बैठता है जैसाकि तालिका 11.23 में दर्शाया गया है। इस प्रकार 2016-17 के दौरान लगभग 1092 मिलियन टन प्रति वर्ष कार्बन डाई आक्साइड का उत्सर्जन होगा।

**तालिका 11.23**

2016-17 के दौरान प्रति वर्ष कार्बन डाई आक्साइड का अतिरिक्त उत्सर्जन (मिलियन टन में)		
इंधन	क्षमता वृद्धि (मेगावाट)	प्रति वर्ष कार्बन डाई आक्साइड का उत्सर्जन (मिलियन टन में)
कोयला	37,000	232.93
लिग्नाइट	3,000	19.16
गैस/एलएनजी	0	0
कुल-ताप विद्युत	40,000	252.09

मानक आधार पर 12वी योजना (2012-17) के दौरान उत्पादित अतिरिक्त फ्लाई ऐश 2016-17 के दौरान लगभग 60 मिलियन टन प्रति वर्ष बैठती है। इस प्रकार 2016-17 में लगभग 240 मिलियन टन फ्लाई ऐश का कुल उत्पादन होगा।

ताप विद्युत संयंत्रों में राख का वर्तमान उपयोग लगभग 46% है। इस उपयोग को बढ़ाकर 100% करना होगा। राख के परिवहन को संभव बनाने के लिए सभी नई ताप विद्युत परियोजनाओं में शुष्क राख भण्डारण प्रणाली (सिलोस) होनी चाहिए।

### 11.6 तटीय विद्युत परियोजनाओं का विकास

पिटहेड और लोड सेंटर आधारित केन्द्रों के विकास से जुड़ी बाधाओं को ध्यान में रखते हुए निम्नलिखित कारणों से तटवर्ती इलाकों में विद्युत संयंत्र स्थापित करने पर बल देने का प्रस्ताव है:

- (i) घरेलू कोयले की उपलब्धता में किसी कमी की भरपाई करने के लिए आयातित कोयले या मिश्रित कोयले की आसान पहुँच
- (ii) सभी कोयला संयंत्रों को पिटहेड के समीप स्थापित करना मुश्किल है। कोयला आधारित परियोजनाओं के लिए वैकल्पिक ठिकाने तटवर्ती क्षेत्र हैं।
- (iii) भावी पीढ़ी के लिए देश के कुछ दुर्लभ संसाधनों को बचाकर रखना सदैव बेहतर होता है।
- (iv) विद्युत संयंत्रों के लिए पानी जो दुर्लभ हो गया है, की आवश्यकता समुद्री जल से पूरी की जा सकती है जिसका कंडेन्सर के प्रशीतन के लिए प्रयोग किया जा रहा है।

#### 11.6.1 देशज स्रोतों से कोयले की कमी

विद्युत संयंत्र पहले से ही कोयले की कमी की समस्या जूझ रहे हैं तथा इस कमी को पूरा करने के लिए कोयले का आयात किया जा रहा है। 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त तक विद्युत कम्पनियों के लिए 550 मिलियन कोयले की आवश्यकता होने की संभावना है जबकि घरेलू स्रोतों से अनुमानित उपलब्धता लगभग 482 मिलियन टन होगी। अन्तराल की पूर्ति आयातित कोयले से करनी होगी। संभवतः दराज कोयले के साथ मिश्रण के बाद आयातित कोयला तटवर्ती संयंत्रों तथा आयातित एलएनजी पर आयातित संयंत्रों के लिए आदर्श संयंत्र होंगे। कम कीमत पर आयातित कोयले की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए कम्पनियाँ विदेशी खदानों में निवेश कर सकती हैं।

#### 11.6.2 तटवर्ती स्थलों की पहचान

तटवर्ती संयंत्रों की वर्तमान अधिष्ठापित क्षमता लगभग 7000 मेगावाट है जो कुल अधिष्ठापित ताप विद्युत क्षमता का लगभग 8% है। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 4300 मेगावाट की नई तटवर्ती ताप विद्युत परियोजनाएँ, जिनके लिए लगभग 18.9 मिलियन टन प्रति वर्ष धुले कोयले की जरूरत होगी, अधिष्ठापित करने के लिए अभिचिन्हित की गई हैं जिसकी सूची तालिका 11.24 में दी गई है।

तालिका 11.24

11वीं पंचवर्षीय योजना में प्रस्तावित तटवर्ती परियोजनाएं				
क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षमता (मेगावाट)	कोयले की आवश्यकता मीट्रिक टन /प्रति वर्ष (घुला कोयला)
1	सिक्का टीपीएस-जीईएससीएल	गुजरात	500	2.2
2	इन्नौर टीपीएस/एनटीपीसी और टीएनईबी का जेवी	तमिलनाडु	1000	4.4
3	टूटीकोरिन टीपीएस-एनसीएल एवं टीएनईबी का जेवी	तमिलनाडु	1000	4.4
4	कृष्णापटनम टीपीपी यू 1 - एपीजेनको	आंध्र प्रदेश	800	3.5
5	सिंहाद्री विस्तार-एनटीपीसी	आंध्र प्रदेश	1000	4.4
	<b>कुल</b>		<b>4300</b>	<b>18.9</b>

सिक्का टीपीपी आयातित कोयले पर आधारित होगा। इसके अलावा सर्वोत्तम प्रयास परियोजना की श्रेणी में आयातित कोयले पर आधारित 1015 मेगावाट की लांको नागार्जुन परियोजना शामिल की गई है। तटीय संयंत्रों की स्थापना पर बल देने के लिए अक्टूबर 2005 में नेल्लौर में तटवर्ती राज्यों की सभी कंपनियों की एक बैठक सीईए द्वारा आयोजित की गई। अभिविहित तटवर्ती परियोजनाओं की स्थापना के लिए कार्यकलापों की समय सूची प्रस्तुत करने के लिए संबंधित कंपनियों से अनुरोध किया गया। प्रस्तावित तटवर्ती परियोजनाओं के संबंध में उनसे सीआरजेड सीमांकन, भूकंप संभाव्यता अध्ययन, ईआईए अध्ययन, चक्रवाती प्रभाव, बाथिमेट्रीक अध्ययन, कोयल परिवहन अध्ययन, जैसे विभिन्न अध्ययनों को पूरा करने तथा अपनी कोयला आवश्यकता, कोयला स्रोत, अपेक्षित पतन सुविधा आदि सूचित करने के लिए भी उनसे अनुरोध किया गया।

सीईए ने पूर्वी और पश्चिमी समुद्र तट के किनारे ताप विद्युत संयंत्र (कोयला और एलएनजी आधारित) स्थित करने के लिए विशाल तटवर्ती स्थलों की पहचान करने हेतु मैसर्स नेशनल रिमोट सेंसिंग एजेंसी, हैदराबाद को एक अध्ययन सौंपा था। एनआरएसए ने गुजरात और महाराष्ट्र के संबंध में रिपोर्ट प्रस्तुत कर दी है। तमिलनाडु और आंध्र प्रदेश से संबंधित रिपोर्टें शीघ्र पूरा होने वाली हैं। एनआरएसए द्वारा किए गए अध्ययनों तथा विभिन्न राज्य कंपनियों द्वारा सूचित स्थलों के आधार पर ताप विद्युत संयंत्र अवस्थित करने के लिए कुल 26778 मेगावाट क्षमता के नए तटीय स्थलों की पहचान की गई है जिसकी सूची तालिका 11.25 में दी गई है। एनआरएसए द्वारा अभिविहित किए जा रहे नए स्थलों के साथ इन स्थलों का विकास 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इसके आगे की अवधि में लाभ के लिए किया जा सकता है।

## तालिका 11.25

क्र.सं.	परियोजना का नाम	राज्य	क्षमता (मेगावाट)	अभ्युक्ति
1	कृष्णापटनम टीपीपी यू 2-एपीजेनको	आंध्र प्रदेश	800	11वीं पंचवर्षीय योजना में संभावित यूनिट 1
2	कायमकुलम एलएनजी आधारित-एनटीपीसी	केरल	1950	
3	कन्नूर एलएनजी आधारित-आईपीपी	केरल	513	
4	लांको नागार्जुन-लांको	कर्नाटक	1015	11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अतिरिक्त प्रयास परियोजना के रूप में शामिल
5	एस्सर हजीरा	गुजरात	1500	
6	अहमदाबाद/भावनगर	गुजरात	2000	अभिचिन्हित स्थल का मैसर्स एनआरएसए द्वारा अभी अन्वेषण किया जाना है
7	कच्छ	गुजरात	2000	-वही-
8	जाम नगर /जूनागढ़	गुजरात	2000	-वही-
9	छारा (सरखाडी) टीपीपी	गुजरात	2000	जीपीसीएल एफआर तैयार कर रहा है
10	वीरा (कांडला) टीपीपी	गुजरात	2000	-वही-
11	नागापटनम टीपीपी	तमिलनाडु	2000	टीएनईबी ने प्रारंभिक अन्वेषण कर लिया है
12	इन्नौर एलएनजी आधारित टीपीएस	तमिलनाडु	3000	
13	रत्नागिरी	महाराष्ट्र	3000	-वही-
14	सिंधदुर्ग	महाराष्ट्र	3000	-वही-
	कुल		26778	

उपर्युक्त परियोजनाओं के अलावा, 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए तटीय इलाकों में 5 अल्ट्रा मेगा परियोजनाएं (कुल 9 अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं में से) भी नियोजित की गई हैं जिसका ब्यौरा पैरा 11.7.1 में दिया गया है। ये परियोजनाएं हैं- गुजरात में मुंद्रा यूएमपीपी, आंध्र प्रदेश में कृष्णापटनम यूएमपीपी, कर्नाटक में टाडरी यूएमपीपी, 'महाराष्ट्र में गिरई यूएमपीपी और तमिलनाडु में यूएमपीपी।

## 11.6.3 पत्तन पर कोयला संभालने की सुविधाएं

वर्ष 2004-05 के दौरान विभिन्न बंदरगाहों पर लगभग 33 मिलियन टन थर्मल कोयले को हैंडल किया गया जिसका ब्यौरा तालिका 11.26 में दिया गया है। अप्रैल, 2006 से अक्टूबर 2006 के दौरान तत्संबंधी आकड़ा 18 मिलियन टन है।

तालिका 11.26

आकड़े हजार टन में

प्रमुख बंदरगाहों पर हैंडल किया गया कोयला ट्रैफिक						
पत्तन	2003-04	2004-05		2006-07 (अप्रैल-अक्टूबर 06)		
	थर्मल	कोकिंग थर्मल	कोकिंग थर्मल	कोकिंग थर्मल	कोकिंग	कोकिंग
हल्दिया	3195	4473	3157	5102	1179	3107
पारादीप	11013	2224	10941	3267	6467	2374
वीपीटी	2493	6090	2524	6517	1460	4221
इन्नौर	9277	-	8856	-	4506	-
चेन्नई	1838	992	1976	1304	1187	808
टूटीकोरीन	5266	-	5374	-	3083	-
कोचीन	144	-	210	-	134	-
मोरमुगाँव	103	1602	283	2732	104	2121
नया मंगलौर	-	94	-	315	-	445
कांडला	-	-	-	229	132	77
कुल	33329	15475	33321	19466	18252	13153

4 प्रमुख बंदरगाहों अर्थात् हल्दिया, पारादीप, इन्नौर और टूटीकोरीन में कोयला के लिए समर्पित बर्थिंग सुविधा उपलब्ध है जिसका ब्यौरा नीचे तालिका 11.27 में दिया गया है।

तालिका 11.27

प्रमुख बंदरगाहों पर कोयले की हैंडलिंग के लिए समर्पित बर्थिंग सुविधा		
पत्तन का नाम	क्षमता (मिलियन टन)	बर्थों की संख्या
हल्दिया	7.00 (लोडिंग)	2
पारादीप	20.00 (लोडिंग)	2
इन्नौर	12.00 (अनलोडिंग)	2
टूटीकोरीन	5.20 (अनलोडिंग)	2

जहाजरानी मंत्रालय द्वारा प्रदान किए गए ब्यौरे के अनुसार निम्नलिखित 3 बंदरगाहों पर कोयला हैंडलिंग सुविधाओं में बढ़ोतरी करने का प्रस्ताव है।

#### टूटीकोरीन

5.2 मिलियन टन से क्षमता बढ़ा कर 14.92 मिलियन करना

**मोरमुगाँव**

5 मिलियन टन की कोयला हैंडलिंग सुविधा बीओओएल आधार पर मैसर्स साउथ वेस्ट पोर्ट लि० (एबीजी पोर्ट) द्वारा अधिष्ठापित की जानी है।

**नया मंगलौर**

मैसर्स नागार्जुन पावर कारपोरेशन लि० ने बर्थ एवं संबद्ध सुविधाएं निर्मित करने हेतु भूमि एवं पानी के लिए पुरोध किया है। प्रस्ताव, विचाराधीन है। मैसर्स जिंदल ने भी कोयले की हैंडलिंग के लिए बर्थ एवं अन्य सुविधाएं निर्मित करने की रुचि प्रदर्शित की है।

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इसके आगे अधिष्ठापित करने के लिए अभिचिन्हित नई ताप विद्युत परियोजनाओं की कोयले की आवश्यकता को पूरा करने के लिए स्थापित किए जाने वाले नये पत्तनों/कैप्टिव जेटी के रूप में कोयला हैंडलिंग सुविधा में और बढ़ोतरी करनी पड़ सकती है।

**11.6.4 तटीय परियोजनाओं की स्थापना के लिए विचार किए जाने वाले मुद्दे**

1. 11वीं पंचवर्षीय योजना की परियोजनाओं के लिए सुदृढ़ की जाने वाली कोयला सहलग्नता।
2. विद्यमान बंदरगाहों को कोयला हैंडलिंग सुविधाओं में बढ़ोतरी करनी होगी।
3. नये पत्तन या कैप्टिव जेटी निर्मित करने पड़ सकते हैं।
4. जहाँ आवश्यक होगा वहाँ खदान से लेकर पत्तन तक और पत्तन से लेकर स्थल तक रेल संपर्क सुनिश्चित करने की जरूरत पड़ेगी।
5. 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अधिष्ठापित करने के लिए प्रस्तावित विभिन्न स्थलों के लिए डीपीआर तैयार करने हेतु विभिन्न कंपनियों द्वारा सीआरजेड की पहचान, भूकंप विज्ञानी अध्ययन, ईआईए अध्ययन, चक्रवाती प्रभाव, बाथिमेट्रिक अध्ययन, कोयला परिवहन अध्ययन, आदि जैसे अध्ययनों को संचालित करने की जरूरत पड़ेगी।
6. कोयला आयात की आवश्यकता का आकलन करना होगा तथा इसे अनुबंधित करना होगा।
7. युक्तिसंगत कीमत पर आयातित कोयले की उपलब्धता सुनिश्चित करने के लिए कंपनियाँ विदेशी कोयला खदानों में निवेश कर सकती हैं।
8. आयातित कोयले तथा घरेलू स्रोतों से धुले कोयले को संभालने के लिए बायलर तथा अन्य सहायक प्रणाली अभिकल्पित करनी होगी।

**11.7 नई पहलें****राष्ट्रीय स्तर पर अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं का विकास**

केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण तथा विद्युत वित्त निगम के साथ मिलकर विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार ने शेल कंपनियों के माध्यम से टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के तहत लगभग 4000-4000 मेगावाट क्षमता की अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाएं विकसित करने की पहल शुरू की है। प्रस्तावित अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाएं निम्नलिखित हैं-

- i. मध्य प्रदेश में सासन आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- ii. गुजरात में भुंझा आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- iii. आंध्र प्रदेश में कृष्णापट्टनम आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना



- iv. छत्तीसगढ़ में अकलतारा आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- v. कर्नाटक में टाडरी आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- vi. महाराष्ट्र में गिरई आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- vii. उड़ीसा आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- viii. झारखण्ड आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
- ix. तमिलनाडु आल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना

पावर फाइनेंस कारपोरेशन लि० की पूर्णतः स्वामित्वपूर्ण सहायक कंपनी के रूप में परियोजना विशिष्ट शेल कंपनियाँ स्थापित की गई हैं। ये कंपनियाँ अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के सफल बोलीदाता को परियोजना सौंपने से पूर्व आरंभिक विकास कार्य जैसे कि संभाव्यता रिपोर्ट तैयार करने, आवश्यक स्वीकृतियाँ अनुबंधित करने का काम करेंगी जिसमें जमीन, ईंधन, विद्युत विक्रय करार आदि शामिल हैं। समतुल्य कैप्टिव कोयला खदानों के समतुल्य समीक्षित प्रस्ताव के रूप में पिट हेड परियोजनाएं स्थापित करने का प्रस्ताव है। तटवर्ती परियोजनाओं के लिए आयातित कोयले का प्रयोग किया जाएगा।

अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाएं इस उद्देश्य के साथ विकसित की जानी हैं कि उपभोक्ताओं पर विद्युत की लागत कम होगी तथा से परियोजनाएं पर्यावरण अनुकूल होंगी क्योंकि उत्सर्जन कम करने के लिए सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी अपनाने का प्रस्ताव है। इसके अलावा, परियोजना रिपोर्ट तैयार करने, विभिन्न निविष्टियाँ/स्वीकृतियाँ अनुबंधित करने, परामर्शदाताओं की नियुक्ति, आरएफक्यू/आरएफपी तैयार करने के लिए समयबद्ध कार्य योजना का अनुसरण किया जा रहा है। विकासक का चयन हो जाने पर शेल कंपनियों का स्वामित्व सफल बोलीदाता को सौंपा जाएगा।

शेल कंपनियाँ इन अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के विकास की प्रक्रिया में हैं। सासन और मुद्रा अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के लिए बोली की प्रक्रिया हो चुकी है तथा 28.12.2006 को सफल बोलीदाताओं अर्थात् सासन यूएमपीपी के लिए मैसर्स उलोब्लेक-लांको कंसोर्टियम और मुद्रा यूएमपीपी के लिए मैसर्स टाटा पावर लि० को मंशा पत्र (एलओआई) जारी किया गया है। कृष्णापटनम यूएमपीपी के लिए प्रस्ताव अनुरोध (आरएफपी) बोली दस्तावेज अनेक बोलीदाताओं को जारी किया जा चुका है। आशा है कि कृष्णापटनम यूएमपीपी के लिए अप्रैल 2007 तक विकासक का चयन हो जाएगा। झारखण्ड में तलैया अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना के लिए संभाव्यता अध्ययन पूरा हो गया है। इस परियोजना के लिए आरएफक्यू 1.2.2007 को जारी किया जा चुका है। एलओआई जुलाई 2007 तक जारी किया जाना है। अन्य परियोजनाओं को तब हाथ में लिया जाएगा जब उनके संभाव्यता अध्ययन पूरे हो जाएंगे।

#### 11.7.1.1 व्यापारिक विद्युत संयंत्र

व्यापारिक विद्युत संयंत्रों के पास अपनी बिजली बेचने के लिए दीर्घ अवधि का विद्युत खरीद अनुबंध नहीं होता और उन्हें प्रायः विकासकर्ता के संतुलन पत्र पर विकसित किया जाता है। भारत सरकार के पास आरक्षित कोयला भंडार है जिसमें से 3.2 बिलियन टन आरक्षित कोयला, कोयला मंत्रालय द्वारा चयन समिति के माध्यम से व्यापारिक और आबद्ध संयंत्रों को आवंटित करने के लिए है। इस शुरुआत से 10,000-12,000 मे.वा. क्षमता विकसित होने की आशा है। उत्पादन परिदृश्य में 9.5% वृद्धि के लिए वांछित क्षमता का हिसाब लगाते समय इस क्षमता को हिसाब में शामिल नहीं किया गया है। इस राह से क्षमतावृद्धि करने पर देशतरा आर्थिक विकास होगा, विद्युत की विश्वसनीयता में वृद्धि होगी और अधिक स्पनिंग भंडार होंगे तथा इन सबसे ऊपर विद्युत बाजार में प्रतियोगिता का जन्म होगा।

**11.7.2 कोयला सस्तर मीथेन**

हाइड्रोकार्बन महानिदेशालय के अनुसार देश में संसाधन आधार या कोयला सस्तर मीथेन (सीबीएम) का भंडार 1400 (1260 मीट्रिक टन) से 2500 (2340 मीट्रिक टन) है। अन्वेषण एवं उत्पादन को गति देने के लिए सरकार ने सीबीएम नीति तैयार की है। इस नीति के तहत दो चक्रों की बोली के आधार पर 13 ब्लाकों में सीबीएम के अन्वेषण एवं उत्पादन के लिए पीएसयू/निजी कंपनियों के साथ संविदाओं पर हस्ताक्षर किए गए हैं। नामंकन के आधार पर विकास के लिए तीन और ब्लाकों को लिया गया है। इन ब्लाकों में अनुमानित निवेश लगभग 560 कोरड़ रु है तथा 850 बीसीएम (765 मीट्रिक टन) सीबीएम संसाधन के सृजन का अनुमान है। ओएनजीसी का मानना है कि इनमें से कुछ ब्लाकों से सीबीएम का वाणिज्यिक उत्पादन 2007 में शुरू हो जाएगा। इस प्रकार उत्पादन के बहुत कम वर्तमान दर पर निकली गैस तथा सीबीएम भंडार दोनों मिलकर कोई 50 वर्षों तक चल सकते हैं।

**11.7.3 कोयला गैसीकरण**

स्वस्थाने कोयला के गैस में बदलने से भारत के विशाल इन-प्लेस कोयला भंडारों से निष्कर्षणीय ऊर्जा में पर्याप्त वृद्धि हो सकती है तथा ऐसी ऊर्जा का दोहन हो सकता है जिसका मितव्ययी निष्कर्षण (खुली कास्ट) भूमिगत निष्कर्षण प्रौद्योगिकियों के आधार पर संभव नहीं है। ओएनजीसी रूस के साथ मिलकर भारतीय कोयला एवं लिग्नाइट के लिए प्रौद्योगिकी की संभाव्यता एवं अर्थतंत्र स्थापित करने के काम में लगा हुआ है। नैवेली लिग्नाइट कार्पोरेशन ने लिग्नाइट के स्वस्थाने गैसीकरण के लिए एक आस्ट्रेलियाई समूह से अनुबंध किया है। स्वस्थाने गैसीकरण के अनेक पर्यावरणीय लाभ हैं। खनन तथा परंपरागत कोयला के प्रयोगकर्ताओं को राख हटाने एवं निपटान की त्रिस भारी भरकम समस्या का सामना करना पड़ रहा है वह दूर हो जाती है और उत्पादित स्नाई-गैस से कार्बन को पकड़ा जा सकता है तथा उसे खान में अलग किया जा सकता है या तेल अपना गैस की बरामदगी बढ़ाने के लिए तेल या गैस के कूओं में वापस पंप किया जा सकता है। कार्बन पृथक्करण के साथ या इसके बगैर स्वस्थाने कोयला गैसीकरण कार्बन क्रेडिट के लिए पात्र हो सकता है। अंत में, परित्यक्त कोयला खदानों में इस प्रक्रिया का प्रयोग करने से इन-प्लेस भंडारों से ऊर्जा पूर्ण निष्कर्षण का किफायती आकर्षक विकल्प उपलब्ध हो सकता है। स्पष्टतः, स्वस्थाने कोयला गैसीकरण पर आधारित घरेलू ऊर्जा आपूर्ति की संभावना विशाल हो सकती है परंतु अभी तक इसका आकलन नहीं किया गया है।

**11.8 निष्कर्ष और सिफारिशें****11.8.1 गद्यावधि योजना: 11वीं पंचवर्षीय योजना (2007-12)**

11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत (2011-12) में 152746 मेगावाट की अखिल भारतीय पीक डिमांड और 1038 बिलियन यूनिट की ऊर्जा उत्पादन आवश्यकता को पूरा करने के लिए 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अतिरिक्त क्षमता अधिष्ठापित करने की आवश्यकता, 10वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 21,180 मेगावाट की संभावित क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर लगभग 82,500 मेगावाट बैठती है। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि की परिकल्पना है जिसमें 16,553 मेगावाट जल विद्युत, 58,597 मेगावाट ताप विद्युत और 3,380 मेगावाट परमाणु बिजली है। ताप विद्युत क्षमता अभिवृद्धि में 52,905 मेगावाट के कोयला आधारित संयंत्र, 4242 मेगावाट के गैस/एलएनजी आधारित संयंत्र तथा 1450 मेगावाट लिग्नाइट आधारित संयंत्र शामिल हैं। इसके अलावा, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत (एमएनआरई ने 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 14,000 मेगावाट की ग्रीड से जुड़ी नवीकरणीय क्षमता अभिवृद्धि का अनुमान रखा है) का भी विद्युत उत्पादन की वृद्धि में योगदान होगा। मांग पक्ष प्रबंधन तथा ऊर्जा किफायती उपायों से भी इस संबंध में मदद मिलेगी। 12वीं पंचवर्षीय योजना की ऐसी परियोजनाओं से भी लाभ हासिल करने का प्रयास किया जाएगा जिन्हें 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अतिरिक्त प्रयास से लाया जा सकता है (इन परियोजनाओं को सर्वोत्तम प्रयास परियोजना के रूप में परिशिष्ट 11.1 में दर्शाया गया है)। कैप्टिव पावर प्लांटों जिनकी क्षमता 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 12000 मेगावाट के रूप में आंकी गई है, से ग्रीड में अतिरिक्त बिजली लाने का प्रयास किया जाना चाहिए। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की प्रस्तावित क्षमता अभिवृद्धि के आधार पर 2011-12 तक प्रणाली में लगभग 2.8% स्पेनिंग रिजर्व सृजित होने की संभावना है। 2011-12 के दौरान लगभग 550 मिलियन टन प्रतिवर्ष के हिसाब से कोयला की आवश्यकता होगी। 2011-12 के दौरान कार्बन डाई आक्साइड का अतिरिक्त उत्सर्जन लगभग 360 मीट्रिक टन प्रति वर्ष होगा। 2011-12 के दौरान सृजित कुल प्लाई ऐश लगभग 180 मीट्रिक टन प्रति वर्ष होगी।

### 11.8.2 दीर्घकालीन योजना: 12वीं पंचवर्षीय योजना (2012-17)

विभिन्न विकास परिदृश्यों के अंतर्गत, 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सांकेतिक पैरामीटरों के आधार पर अपेक्षित क्षमता अभिवृद्धि 71000 से 107500 मेगावाट होगी।

9% जीडीपी विकास दर और 0.8% की लोच के मद्देनजर 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए 82200 मेगावाट क्षमता अभिवृद्धि की सिफारिश की जाती है।

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 30000 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि जल विद्युत के आधार पर होने की संभावना है तथा लगभग 11000-13000 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि परिमाण बिजली पर आधारित होगी। लगभग 40000 मेगावाट की शेष क्षमता अभिवृद्धि ताप विद्युत परियोजनाओं से होगी। 12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे, संभावित लाभ के लिए लगभग 167000 मेगावाट की परियोजनाओं का शेलफ तैयार किया गया है, जैसा कि परिशिष्ट 11.3 में उल्लेख है।

परियोजनाओं के लिए सभी आवश्यक निविष्टियाँ काफी अग्रिम में तैयार करने की आवश्यकता है क्योंकि ऐसा न होने पर समूचे बिजली क्षेत्र के लिए भंडार चुनौती खड़ी हो सकती है।

2016-17 के दौरान कार्बन डाई आक्साइड का अतिरिक्त उत्सर्जन लगभग 252 मीट्रिक टन प्रतिवर्ष होगा। 2016-17 के दौरान फ्लाई ऐश का कुल सृजन लगभग 240 मीट्रिक टन प्रति वर्ष होगा।

देश की ऊर्जा सुरक्षा के लिए तथा ताप विद्युत उत्पादन से उत्पन्न ग्रीन हाउस गैस के उत्सर्जन को न्यूनतम करने के लिए 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान भारी क्षमता वाले जल और परमाणु बिजली संयंत्रों को स्थापित करने की आवश्यकता है। 11वीं पंचवर्षीय योजना में जल विद्युत परियोजनाओं की तैयारी के मद्देनजर सिर्फ 16,553 मेगावाट की जल विद्युत क्षमता का प्रस्ताव रखा गया है। जल विद्युत परियोजनाओं के मामले में अन्वेषण, डीपीआर तैयार करने और आधारभूत सुविधाओं के निर्माण में लगभग 2 वर्ष का समय लगता है तथा परियोजना निष्पादित करने में 5 और वर्ष लग सकते हैं। लंबी परिपक्वता अवधि, सर्वेक्षण एवं अन्वेषण, डीपीआर की तैयारी, आरंभिक अवसंरचना उपलब्ध कराने, सीईए/राज्य सरकार की सहमति प्राप्त करने में लगने वाले अधिक समय के मद्देनजर 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए नियोजित परियोजनाओं के लिए पर्यावरण स्वीकृति तथा मुख्य पैकजों के लिए एलओए का कार्य 12वीं पंचवर्षीय योजना शुरू होने से काफी पहले पूरा करना होगा। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान ही मुख्य उपकरणों के लिए एलओए का सौंपा जाना सुनिश्चित करने के लिए सभी परियोजनाओं के संबंध में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण और विद्युत मंत्रालय को प्रगति की मॉनिटरिंग करनी है। इसी तरह 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान परमाणु विद्युत क्षमता के लिए 3380 मेगावाट का हल्का लक्ष्य रखा गया है। 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए न्यूक्लीयर पावर कारपोरेशन का वर्तमान कार्यक्रम लगभग 10800 मेगावाट है। 2000 मेगावाट की अन्य क्षमता की योजना एनटीपीसी द्वारा बनाई जा रही है। तथापि अन्य खिलाड़ियों के लिए क्षेत्र को खोलने तथा अन्तर्राष्ट्रीय बाजार से ईंधन की उपलब्धता के कारण हम 12वीं पंचवर्षीय योजना के लिए परमाणु बिजली क्षमता संबंधी लक्ष्य में वृद्धि की उम्मीद कर सकते हैं।

### 11.8.3 सिफारिशों का क्रियान्वयन

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 78,530 मेगावाट की कुल संभाव्य क्षमता अभिवृद्धि में से कुल 47,178 मेगावाट की परियोजनाएं पहले से ही निर्माणाधीन हैं जिसमें 13,831 मेगावाट जल विद्युत, 29,967 मेगावाट ताप विद्युत और 3380 मेगावाट परमाणु बिजली है जिसके लिए आदेश दिए जा चुके हैं। 31,352 मेगावाट की परियोजनाएं प्रतिबद्ध श्रेणी के अंतर्गत हैं जिनके लिए विभिन्न निविष्टियों/स्वीकृतियों

को व्यवस्था की जा रही है। इन परियोजनाओं के लिए आदेश अभी दिए जाने हैं। 2007-08 अर्थात् 11वीं पंचवर्षीय योजना के पहले वर्ष के दौरान इन परियोजनाओं के लिए आदेश देने का प्रयास करना होगा।

उपर्युक्त के अलावा, लगभग 11545 मेगावाट की ताप विद्युत परियोजनाओं को अतिरिक्त प्रयास (सर्वोत्तम प्रयास) वाली परियोजनाओं की श्रेणी में रखा गया है। इनमें से कुछ परियोजनाओं को 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाने का प्रयास किया जाना चाहिए।

इस विशाल क्षमता के क्रियान्वयन के लिए विभिन्न निविष्टि क्षेत्रों में विनिर्माण सक्षमता बढ़ानी पड़ेगी जिसका उल्लेख यहाँ किया गया है।

- **मुख्य संयंत्र एवं उपस्कर** - भेल, जो मुख्य उपस्कर प्रदायक है, की क्षमता 4500 मेगावाट के वर्तमान स्तर से बढ़ाकर 10000 मेगावाट मेगावाट प्रति वर्ष करना तथा 800 मेगावाट श्रेणी के सुपर क्रिटिकल टेक्नालाजी बायलर और टीजी सेट के विनिर्माण की आवश्यक व्यवस्था करना। भेल को परियोजना क्रियान्वयन का समय घटाने के लिए अपनी परियोजना प्रबंधन में भी सुधार लाना चाहिए।
- **ईंधन अनुबंध**- 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लगभग 52,905 मेगावाट कोयला आधारित क्षमता अधिष्ठापित करने के लिए अभिचिन्हित की गई है तथा 2011-12 के दौरान 550 मिलियन टन प्रतिवर्ष की दर से कोयले की आवश्यकता का आकलन किया गया है। कोयला कंपनियों के लिए इस मांग को पूरा करना एक बड़ी चुनौती होगी। जहाँ तक गैस पर आधारित ताप विद्युत संयंत्रों का संबंध है, तर्कसंगत कीमत पर पर्याप्त मात्रा में एलएनजी/गैस उपलब्ध न होने के कारण 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाभ के लिए सिर्फ 4242 मेगावाट क्षमता ही रखी गई है।
- **मुख्य निविष्टियाँ**- इसके लिए इस्पात, सीमेंट, अल्युमिनियम की विनिर्माण सक्षमताओं में तथा बड़ी मोटर, कोयला हैंडलिंग संयंत्र, जल शोधन संयंत्र, राख निपटान तथा राख उपयोग सुविधा आदि जैसे विभिन्न संबद्ध उपस्करों की विनिर्माण सक्षमताओं में बढ़ोतरी करनी होगी।
- **निर्माण एजेंसियाँ**- इस क्षेत्र में भारी वृद्धि की आवश्यकता है क्योंकि इस समय बड़े जल विद्युत एवं ताप विद्युत संयंत्रों का निर्माण करने वाले अर्हक ठेकेदारों का अभाव है।
- **निधियन व्यवस्था**- पूंजी की भारी आवश्यकता को पूरा करना होगा। 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की संभावित क्षमता अभिवृद्धि के लिए सिर्फ उत्पादन परियोजनाओं के वास्ते ही 410896 करोड़ रु. की जरूरत होगी।
- **जन शक्ति और प्रशिक्षण**- क्षमता अभिवृद्धि में विकास के अनुरूप, विद्युत केंद्रों के उत्थापन, अधिष्ठापन और प्रचालन के लिए पर्याप्त जनशक्ति की भर्ती एवं उनका प्रशिक्षण आवश्यक है।

\*\*\*\*

## परिशिष्ट 11.1

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान प्रस्तावित क्षमता अभिवृद्धि का संक्षिप्त व्यौरा (10वीं पंचवर्षीय योजना में 21,180 मेगावाट की अभिवृद्धि पर आधारित)

व्योरा	हाइड्रो	कुल थर्मल	थर्मल ब्रेकअप			न्यूक्लियर	कुल
			कोयला	लिग्नाइट	गैस		
क. निर्माणाधीन परियोजनाएँ							
क1. 10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसलने वाली परियोजनाएँ (अर्थात 30641 मेगावाट)							
केन्द्रीय क्षेत्र	0	2954	2250	0	704	220	3174
राज्य क्षेत्र	968	3795	3570	75	150	0	4763
निजी क्षेत्र	0	1524	250	0	1274	0	1524
अखिल भारत	968	8273	6070	75	2128	220	9461
क2. अन्य परियोजनाएँ							
केन्द्रीय क्षेत्र	8565	8690	7940	750	0	3160	20415
राज्य क्षेत्र	2107	9802	9165	375	262	0	11909
निजी क्षेत्र	2191	3202	2450	0	752	0	5393
अखिल भारत	12863	21694	19555	1125	1014	3160	37717
कुल - निर्माणाधीन (10वीं योजना से फिसल रही परियोजनाएँ+अन्य परियोजनाएँ)							
केन्द्रीय क्षेत्र	8565	11644	10190	750	704	3380	23589
राज्य क्षेत्र	3075	13597	12735	450	412	0	16672
निजी क्षेत्र	2191	4726	2700	0	2026	0	6917
अखिल भारत	13831	29967	25625	1200	3142	3380	47178
ख. प्रतिबद्ध परियोजनाएँ (आदेश अभी दिया जाना है)							
केन्द्रीय क्षेत्र	1120	15120	14120	250	750	0	16240
राज्य क्षेत्र	530	10750	10400	0	350	0	11280
निजी क्षेत्र	1072	2760	2760	0	0	0	3832
अखिल भारत	2722	28630	27280	250	1100	0	31352
वर्तमान में कुल संभाव्यता							
केन्द्रीय क्षेत्र	9685	26764	24310	1000	1454	3380	39829
राज्य क्षेत्र	3605	24347	23135	450	762	0	27952
निजी क्षेत्र	3263	7486	5460	0	2026	0	10749
अखिल भारत	16553	58597	52905	1450	4242	3380	78530

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची-हाइड्रो

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	क्षेत्र	राज्य	एजेंसी	सेक्टर	अन्तिम क्षमता (मेगावाट)	प्रकार	11वीं योजना में (2007-12) लाभ	लाभ का संभावित वर्ष
क. निर्माणाधीन परियोजनाएं									
क-1-10वीं योजना से फिसल रही परियोजनाएं (अर्थात 30661 मेगावाट कार्यक्रम)									
1	मानेरी भाली	एन	उत्तराखण्ड	यूजेवीएनएल	एस	304	आरओआर	304	2007-08
2	घाटघर पीएसएस	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	जीओएमआईडी	एस	250	पीएसएस	250	2007-08
3	जुराला प्रिया	एस	एपी	एपीजेनको	एस	234	एसटीओ	39	2007-08
4	बालिमेला घरण-2	ई	उड़ीसा	ओएचपीसी	एस	150	एसओटी	75	2007-08
	कुल (फिसल रही परियोजनाएं)							668	
क-2 अन्य परियोजनाएं									
1	पारवती-2	एन	एचपी	एनएचपीसी	सी	800	आरओआर	800	2009-10
2	घमेरा-3	एन	एचपी	एनएचपीसी	सी	231	आरओआर	231	2010-11
3	पारवती-3	एन	एचपी	एनएचपीसी	सी	520	आरओआर	520	2010-11
4	सीवा-2	एन	जे एंड के	एनएचपीसी	सी	120	आरओआर	120	2008-09
5	उरी-2	एन	जे एंड के	एनएचपीसी	सी	240	आरओआर	240	2009-10
6	ऑकारेश्वर	डब्ल्यू	एमपी	एनएचपीसी	सी	520	आरओआर	520	2007-08
7	तिस्ता-5	ई	सिक्किम	एनएचपीसी	सी	510	आरओआर	510	2007-08
8	तिस्ता लो डैम-3	ई	प.बं.	एनएचपीसी	सी	132	आरओआर	132	2008-09
9	तिस्ता लो डैम-4	ई	प.बं.	एनएचपीसी	सी	160	आरओआर	160	2009-10
10	सुबानसिरी लोअर	एन-ई	अरुणा.प्र.	एनएचपीसी	सी	2000	एसओटी	2000	2011-12
11	कोटेश्वर	एन	उ.खण्ड	टीएचडीसी	सी	400	एसओटी	400	2009-10
12	रामपुर	एन	एचपी	एनएचपीसी	सी	412	आरओआर	412	2011-12
13	कार्मेग	एन-ई	अरुणा.प्र.	नीएको	सी	600	एसटीओ	600	2009-10
14	कोल डैम	एन	एचपी	एनटीपीसी	सी	800	एसटीओ	800	2008-10
15	लोहारी नागपाल	एन	उत्तराखण्ड	एनटीपीसी	सी	600	आरओआर	600	2011-12
16	तपोवन विष्णुगढ़	एन	उत्तराखण्ड	एनटीपीसी	सी	520	आरओआर	520	2011-12
17	यूएचएल-3	एन	एचपी	एचपीजेवीवीएलएल	एस	100	आरओआर	100	2009-10
18	बगलिहार-1	एन	जे एंड के	जेकेपीडीसी	एस	450	आरओआर	450	2007-08
19	जुराला प्रियदर्शनी	एस	एपी	एपीजेएनको	एस	234	एसटीओ	195	2007-09
20	नागार्जुन सागर टीआर	एस	एपी	एपीजेएनको	एस	50	एसटीओ	50	2009-10
21	वराही विस्तार	एस	कर्नाटक	केपीसीएल	एस	230	आरओआर	230	2008-09
22	अतीरापल्ली	एस	केरल	केएसईबी	एस	163	आरओआर	163	2010-11
23	कुटियाडी विस्तार	एस	केरल	केएसईबी	एस	100	आरओआर	100	2008-09
24	भवानी बैराज 2 एवं 3	एस	तमिलनाडु	टीएनईबी	एस	60	आरओआर	60	2009-10
25	पुरिलिया पीएसएस	ई	प.बं.	डब्ल्यूबीएसईबी	एस	900	पीएसएस	675	2007-08

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, आरओआर: रन ऑफ रीवर एसटीओ: स्टोरेज: पीएसएस: पम्प स्टोरेज

## पारिशिष्ट 11.1 (जारी)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- हाइड्रो

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	सीईए/राज्य सरकार की सहमति	सीपीईए/ वित्तीय बन्दी	एलओए तिथि/सिविल कंट्रैक्ट	एजेंसी
क. निर्माणाधीन परियोजनाएँ										
क.1 10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसल रही परियोजनाएँ (अर्थात् 30641 मेगावाट कार्यक्रम)										
1	मानेरी भाली	304					जनवरी, 81	प्राप्त	जुलाई, 02	भेल
2	घाटघर पीएसएस	250					अगस्त, 92	प्राप्त	मई, 02	भेल
3	जुराला प्रिया	39					जुलाई, 02	प्राप्त	सित, 03	स्पेक चाइना
4	बालिमेला चरण-2	150					जनवरी, 01	प्राप्त	अक्टू, 03	पावर मशीन्स रूसिया
	कुल (फिसल रही परियोजनाएँ)	968								
क-2 अन्य परियोजनाएँ										
1	पारबती-2			800			अक्टूबर, 99	सित., 02	सित., 02	भेल
2	चमेरा-3				231		अक्टूबर, 03	अगस्त, 05	सित., 05	आलस्टोम
3	पारबती-3				520		नवम्बर, 03	अक्टू, 05	सित., 05	भेल
4	सीवा-2		120				अक्टूबर, 02	सित, 03	सित., 03	भेल
5	उरी-2			240			फरवरी, 04	अगस्त, 05	सित., 05	आलस्टोम
6	ऑकारेश्वर	520					जनवरी, 94	अप्रैल, 03	जून, 03	सीमेन्स
7	तिस्ता-5	510					प्राप्त	प्राप्त	प्राप्त	मिस्तुई जापान
8	तिस्ता लो डैम-3		132				प्राप्त	अक्टू, 03	अक्टू, 03	वीए टेक
9	तिस्ता लो डैम-4			160			दिसम्बर, 03	सित, 05	दिस., 05	आलस्टोम
10	सुबानसिरी लोअर					2000	जनवरी, 03	जून, 03	दिस., 03	आलस्टोम
11	कोटेरवर			400			अगस्त, 99	अप्रैल, 00	अगस्त, 02	भेल
12	रामपुर					412	दिसम्बर, 05	जनवरी, 07	फरवरी, 07	
13	कामेंग			600			अप्रैल, 91	दिस., 04	दिस., 04	भेल
14	कोल डैम		200	600			जून, 02	अक्टू, 02	जून, 03	भेल, तोसिबा मारुबेनी
15	लोहारी नागपाखा					600	अगस्त, 05	जुलाई, 06	जुलाई, 06	
16	तपोवन विष्णुगढ़					520	अगस्त, 04	दिस., 04	दिस., 06	
17	यूएचएल-3			100			सितम्बर, 02	फर, 03	सित., 05	भूल
18	बगलिहार-1	450					प्राप्त	प्राप्त	प्राप्त	सीमेन्स
19	जुराला प्रियदर्शनी	117	78				जुला, 02	जुला., 02	अप्रैल, 04	सीमेक चाइना
20	नागार्जुन सागर टीआर			50			नवम्बर, 94	प्राप्त	मई, 05	भेल
21	वराही विस्तार		230				प्राप्त	प्राप्त	नव., 05	वीए टेक
22	अतीरापल्ली				163		मार्च, 05	प्राप्त	मई, 05/ दिस. 06	भेल
23	कुटियाडी विस्तार		100				प्राप्त	प्राप्त	सीपा गया	भेल
24	भवानी बैराज 2 एवं 3			60			जून, 99	मार्च, 02	सीपा गया	एलएसके क्रोएशिया
25	पुरिलिया पीएसएस	675					मई, 93	प्राप्त	जून, 01	मिस्तुई, जापान
सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, आरओआर: रन ऑफ रीवर एसटीओ: स्टोरेज: पीएसएस: पम्प स्टोरेज										

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- हाइड्रो

ख. परियोजनाएं जहाँ एलओए अभी सॉपा जाना है

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, आरओआर: रन ऑफ़ रीवर एसटीओ: स्टोरेज: पीएसएस: पम्प स्टोरेज



## परिशिष्ट-11.1 (जारी)

## 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची - हाइड्रो

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	सीईए/राज्य सरकार की सहायता	सीईए/ वित्तीय बन्दी	एलओए तिथि/सिबिल कंट्रैक्ट	एजेंसी
26	मिन्टू सेट-I		84				सित.99	जून,03	मार्च04	वा टेक
27	बूधिल			70			प्राप्त	प्राप्त	सौंपा गया	डोंगफेन चाइना
28	अलैन दुहानगन		192				अगस्त 02	अगस्त 02	नवम्बर 05	भेल
29	मलाना-II			100			अक्टू. 04	जन 06	जन, 06	डोंगफेन हांगकांग एवं एविएट इण्डिया
30	कारचाम वांगटू					1000	मार्च 03	मार्च03	सौंपा गया	
31	श्रीनगर					330	जुलाई, 04	अपैल 07	जून 07	
32	साहेरवर				400		जून 96	दिस. 96	सौंपा गया	
33	घुजाचेन			99			प्राप्त	प्राप्त	सौंपा गया	अल्सटोम
	कुल(अन्य परियोजनाएं)	2233	1175	3279	1314	4862				
	कुल (निर्माणाधीन)	3201	1175	3279	1314	4862				

## ब. परियोजनाएं जहाँ एलओए सौंपा जाना है

1.	टिहरी पीएसएस				500	500	सित.88	अगस्त06	जुलाई, 07	
2	व्यासी					120	मई 07	अगस्त 07	अगस्त 07	
3	सवारा कुड्डू				110		प्राप्त	प्राप्त	जून,07	
4	पल्लीवासल				60		प्राप्त	अपैल 07	जून,07	
5	मंकुलम				40		प्राप्त	अपैल 07	जून,07	
6	थोट्टियार				40		प्राप्त	अपैल 07	जून,07	
7	लोअर जुराला					240	अपैल 07	जून,07	सित.07	
8	न्यू उमदू				40		प्राप्त	प्राप्त	जून 07	
9	लांबाडग				25		प्राप्त	अपैल 07	अपैल 07	
10	सोरंग					100	जून, 06	अपैल 07	अपैल 07	
11	टिडोंग-1				100		अपैल 07	जून 07	सित.07	
12	तांगू रोमाई				50		अपैल 07	जून 07	सित.07	
13	यूबीडीसी-3			75			अपैल 07	जून 07	जून07	
14	सदमांदेर			71			जून,05	मई07	जुलाई, 07	
15	भाषमी				51		प्राप्त	जून 07	सित.07	
16	तिस्ता-3					600	प्राप्त	अपैल 07	अपैल 07	
	कुल (प्रतिबद्ध)	0	0	146	1016	1560				
	कुल फिशिवल हाइड्रो	2940	1136	3425	2330	6422				

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, आरओआर: रन ऑफ रीवर एसटीओ: स्टोरेज: पीएसएस: पम्प स्टोरेज

सारांश						
स्थिति		2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
निर्माणाधीन						
10वीं योजना से फिसलने वाली		968	0	0	0	0
अन्य परियोजनाएं		2233	1175	3279	1314	4862
कुल निर्माणाधीन		3201	1175	3279	1314	4862
प्रतिबद्ध (एलओए सौंपा जाना है)		0	0	146	1016	1560
कुल हाइड्रो		3201	1176	3425	2330	6422

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- थर्मल

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	क्षेत्र	राज्य	एजेंसी	सेक्टर	इकाई आकार समूह	इकाईयाँ की संख्या	अंतिम क्षमता (मेगावाट)	प्रकार	11वीं योजना (2007-12) में लाभ	लाभ का संभावित वर्ष
क. निर्माणाधीन परियोजनाएँ											
क 1- 10वीं योजना से फिसलने वाली परियोजनाएँ (अर्थात् 30641 मेगावाट कार्यक्रम)											
1	सिपत II यू-4,5	डब्ल्यू	छत्तीसगढ़	एनटीपीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2007-08
2	कहलगांव II यू 8,7	ई	बिहार	एनटीपीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2007-08
3	रत्नागिरि (दाबोल) जेबी	डब्ल्यू	महारा.	एनटीपीसी	सी		1	704	गैस/एलएनजी	704	2007-08
4	भेजिया यु-6	ई	पश्चिम बंगाल	डीवीसी	सी	210/250	1	250	पीएच	250	2007-08
5	धोलपुर	एन	राजस्थान	आरआरवी यूएनएल	एस	110	1	330	गैस/एलएनजी	110	2007-08
6	जीएच टीपीसी-I	एन	पंजाब	पीएसईसी	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2007-08
7	कोरवा पूर्व विस्तार यू 2	डब्ल्यू	सीएचजी	सीएसईसी	एस	210/250	1	250	पीएच	250	2007-08
8	बीरसिंहपुर विस्तार	डब्ल्यू	मध्यप्रदेश	एमपीजीसीएल	एस	500	1	500	पीएच	500	2007-08
9	कच्छ लिग्नाइट टीपीएस	डब्ल्यू	गुजरात	जीएसईसीएल	एस	110/125	1	75	पीएच-एलआईजी	75	2007-08
10	धुवराज	डब्ल्यू	गुजरात	जीएसईसीएल	एस			106.6	गैस/एलएनजी	40	2007-08
11	धारस विस्तार	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	एमएसपीजीसीएल	एस	250	1	250	एलसी	250	2007-08
12	रायलसीमा यू-4	एस	आंध्रप्रदेश	अपनेन्को	एस	210/250	1	210	एलसी	210	2007-08
13	केसरी	एस	कर्नाटक	केपीसीएल	एस	500	1	500	एलसी	500	2007-08
14	सागरडिघी यू 1, 2	ई	पश्चिम बंगाल	ड.पी.डी.सी.एल	एस	300	2	300	एलसी	600	2007-08
15	सान्तलडीह यू 5	ई	पश्चिम बंगाल	ड.पी.डी.सी.एल	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2007-08
16	बकरेश्वर यू 4	ई	पश्चिम बंगाल	ड.पी.डी.सी.एल	एस	210/250	1	210	एलसी	210	2007-08
17	दुर्गापुर विस्तार यू 7	ई	पश्चिम बंगाल	डीपीएल	एस	300	1	300	एलसी	300	2007-08
18	सुजेन टोरेट	डब्ल्यू	गुजरात	टोरेट	पी		1	1128	गैस/एलएनजी	365	2007-08
19	रायगढ़ टीपीसी	डब्ल्यू	छत्तीसगढ़	जिन. पावर	पी	210/250	1	250	पीएच	250	2007-08
20	कोनसीमा	एस	एपी	आकवेल	पी			445	गैस/एलएनजी	445	2007-08
21	गोतमी	एस	एपी	गोतमी पावर	पी			464	गैस/ एलएनजी	464	2007-08
	कुल (फिसलने वाली परियोजनाएँ)						23			8273	
क 2- अन्य परियोजनाएँ											
1	दादरी विस्तार (यू-5)	एन	यूपी	एनटीपीसी	सी	500	1	490	एलसी	490	2009-10
2	दादरी विस्तार (यू-6)	एन	यूपी	एनटीपीसी	सी	500	1	490	एलसी	490	2009-10
3	सिपत-I	डब्ल्यू	छ.गढ़	एनटीपीसी	सी	660/800	3	1980	पीएच	1980	2007-09
4	भिलाई जेबी	डब्ल्यू	छ.गढ़	एनटीपीसी	सी	210/250	2	500	पीएच	500	2007-08
5	कोरवा-III	डब्ल्यू	छ.गढ़	एनटीपीसी	सी	500	1	500	पीएच	500	2009-10
6	बाट-I	ई	बिहार	एनटीपीसी	सी	660/500	3	1980	पीएच	1980	2009-11
7	करक्का स्टेज-III	ई	प.बं.	एनटीपीसी	सी	500	1	500	पीएच	500	2009-10
8	चन्द्रपुर	ई	झारखं.	डीवीसी	सी	210/250	2	500	पीएच	500	2007-08
9	भेजिया फेस-II (दिल्ली)	ई	प.बं.	डीवीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2009-11
10	बारसिंगसागर एलआईजी	एन	राज.	एनएलसी	सी	110/125	2	250	पीएच	250	2008-09
11	नेवेली-II एलआईजी	एस	तमिलना.	एनएलसी	सी	210/250	2	500	पीएच	500	2008-10
12	यमुना नगर	एन	हरियाणा	एचपीजीसीएल	एस	300	2	600	एलसी	600	2007-08
13	हिसार टीपीएस	एन	हरियाणा	एचपीजीसीएल	एस	600	2	1200	एलसी	1200	2009-10
14	गिराल यू-2	एन	राज.	आरआरवी यूएनएल	एस	110/125	1	125	पीएच-एसआईजी	125	2008-09
15	छाबरा टीपीएस	एन	राज.	आरआरवी यूएनएल	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2008-09
सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एन: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: बिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित											

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- धर्मल

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	2007-88	2008-09	2009-18	2018-11	2011-12	कोयला सहलग्नता की स्थिति	खान/कोयला कंपनी	एलओए की संभावित तिथि (ई एंड एम उपकरण)	एजेंसी
क. निर्माणाधीन परियोजनाएँ										
क1- 10वीं योजना से फिसलने वाली परियोजनाएँ (30641 मेगावाट कार्यक्रम)										
1	सिपत-II यू. 4,5	1000					सहलग्नता	एसईसीएल	दिसं, 03	भेल
2	कहतगाँव-II यू. 6,7	1000					सहलग्नता	ईसीएल	जुलाई 03/मार्च 04	भेल
3	रत्नागिरि (दाभोल) जेवी	704							मई, 99	जीई
4	मेजिया यू-6	250					सहलग्नता	बीसीसीएल	जून, 04	भेल
5	घोलपुर	110							जून, 04	भेल
6	जीएच टीपीपी-II	500					ब्लॉक		मार्च, 04	भेल
7	कोरबा पूर्व विस्तार यू 2	250					सहलग्नता	एसईसीएल	अग, 03	भेल
8	बीरसिंहपुर विस्तार	500					सहलग्नता	एसईसीएल	मार्च, 03	भेल
9	कच्छ लिग्नाइट टीपीएस	75					लिग्नाइट		जन, 04	भेल
10	धुवराज	40							अक्टू, 81	भेल
11	पारस विस्तार	250					सहलग्नता	डब्ल्यूसीएल	मई, 04	भेल
12	रायलसीमा यू 4	210					सहलग्नता	एसईसीएल	दिसं, 03	भेल
13	बेलारी	500					सहलग्नता	एमसीएल	नव, 03	भेल
14	सागरदिघी यू 1,2	600					सहलग्नता	ईसीएल	जुलाई, 04	डॉगफंग चाइना
15	सान्तलडीह यू 5	250					सहलग्नता	एमसीएल	जुलाई, 04	भेल
16	बकरेश्वर यू 4	210					सहलग्नता	ईसीएल	नव, 04	भेल, इटोवू जापान
17	दुर्गापुर विस्तार यू 7	300					सहलग्नता	एमसीएल	जुलाई, 04	डॉगफंग चाइना
18	सूजेन टोरेट	365							जून, 05	सीमेन्स
19	रायगढ़ टीपीपी-I	250					ब्लॉक		जून, 04	भेल
20	कोनासीमा	445							मार्च, 01	एल एंड टी
21	गौतमी	464							सित, 03	आलस्टोम
कुल (फिसलने वाली)		8273								
क 2- अन्य परियोजनाएँ										
1	दादरी विस्तार (यू-5)			490			सहलग्नता	सीसीएल	जुलाई, 06	भेल
2	दादरी विस्तार (यू-6)			490			सहलग्नता	सीसीएल	दिसं, 06	भेल
3	सिपत-I	660	1320				सहलग्नता	एसईसीएल	अप्रैल, 04	दुसान कोरिया+
4	भिलाई जेवी	500					सहलग्नता	एसईसीएल	मार्च, 05	भेल
5	कोरबा-III			500			ब्लॉक		मार्च, 06	भेल
6	बाढ़-I			1320	660		सहलग्नता	सीसीएल	मार्च, 05	टेक्नोग्राम रसिया
7	फरक्का स्टेज-III			500			सहलग्नता	ईसीएल	अक्टू, 06	भेल
8	चन्द्रपुर	500					सहलग्नता	बीसीसीएल	जून, 06	भेल
9	मेजिया फेस-II (दिल्ली)			500	500		ब्लॉक		दिसं, 06	भेल
10	बारसिंगसार एलआईजी		250				लिग्नाइट		दिसं, 05	भेल
11	नैवेली-II एलआईजी		250	250			लिग्नाइट		अगस्त, 05	भेल
12	यमुना नगर	600					सहलग्नता	सीसीएल	अगस्त, 05	रिलायंस
13	हिसार टीपीएस			1200			सहलग्नता	एमसीएल	जन, 07	रिलायंस
14	गिराल यू-2		125				लिग्नाइट		नव, 05	भेल
15	छावरा टीपीएस		500				सहलग्नता	एसईसीएल	मार्च, 06	भेल

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	क्षेत्र	राज्य	एजेंसी	सेक्टर	इकाई आकार समूह	इकाइयों की संख्या	अन्तिम क्षमता (मेगावाट)	प्रकार	11वीं योजना (2007-12) में लाम	लाम का संभावित वर्ष
16	कोटा यू 7	एन	राजस्थान	आरआरवी यूएनएल	एस	210/250	1	195	एलसी	195	2008-09
17	सूरतगढ विस्तार	एन	राजस्थान	आरआरवी यूएनएल	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2008-09
18	घौलपुर	एन	राजस्थान	आरआरवी यूएनएल	एस	110	3	330	गैस/एलएनजी	110	2007-08
19	परीक्षा विस्तार	एन	यूपी	यूपीआरवी यूएनएल	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2009-10
20	हर्दुआगज	एन	यूपी	यूपीआरवी यूएनएल	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2009-10
21	सूरत सिग्नाइट विस्तार	डब्ल्यू	गुजरात	जीआईपीसीएल	एस	110/125	2	250	पीएच-एलआईजी	250	2008-09
22	सिक्का विस्तार	डब्ल्यू	गुजरात	जीएसईसीएल	एस	210/250	2	500	लटवर्ती	500	2010-11
23	अमरकंटक	डब्ल्यू	एमपी	एमपीगेन्को	एस	210/250	1	210	एलसी	210	2007-08
24	पाली विस्तार यू-2	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	महा जेन	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2008-09
25	पारस विस्तार यू-2	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	महा जेन	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2008-09
26	कापरखेडा विस्तार	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	महा जेन	एस	500	1	500	एलसी	500	2009-10
27	भुसावत	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	महा जेन	एस	500	2	1000	एलसी	1000	2010-11
28	ककतीया	एस	एपी	एपीगेन्को	एस	500	1	500	एलसी	500	2009-10
29	विजयवाड़ा टीपीपी	एस	एपी	एपीगेन्को	एस	500	1	500	एलसी	500	2008-09
30	कोठागुड्डम एसटी-5	एस	एपी	एपीगेन्को	एस	500	1	500	पीएच	500	2009-10
31	वेल्लारी टीपीएस यू-2	एस	कर्नाटक	केपीसीएल	एस	500	1	500	एलसी	500	2010-11
32	रायचूर यू 8	एस	कर्नाटक	केपीसीएल	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2009-10
33	वेल्लथुर विस्तार	एस	तमिलनाडु	टीएनईबी	एस		3	92	गैस/एलएनजी	92	2007-08
34	बकरेश्वर यू-5	ई	प. बंगाल	ड.बीपीडीसीएल	एस	210/250	1	210	एलसी	210	2007-08
35	सांतालडीह विस्तार, यू6	ई	प. बंगाल	ड.बीपीडीसीएल	एस	210/250	1	250	एलसी	250	2009-10
36	लाकवा डब्ल्यूएच	एन-ई	असम	एसएसगेन्को	एस		1	37.2	गैस/एलएनजी	37.2	2008-09
37	दीमापुर डीजी	एन-ई	जीएलए	विद्युत विभाग	एस		1	23	गैस/एलएनजी	23	2009-10
38	रायगढ़ फेस-II	डब्ल्यू	छत्तीसगढ़	जिन. पावर	पी	210/250	3	750	पीएच	750	2007-08
39	पठाडी (लान्को) यू 1	डब्ल्यू	छत्तीसगढ़	लान्को आईपीपी	पी	300	1	300	पीएच	300	2008-09
40	पठाडी (लान्को) यू 2	डब्ल्यू	छत्तीसगढ़	लान्को आईपीपी	पी	300	1	300	पीएच	300	2009-10
41	सूजेन टोरेट	डब्ल्यू	गुजरात	टोरेट	पी	376	3	1128	गैस/एलएनजी	752	2007-08
42	द्राम्बे टीपीएस	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	टाटा पावर	पी	210/250	1	250	एलसी	250	2008-09
43	तोरंगालू	एस	कर्नाटक	जिंदल	पी	300	2	600	एलसी	600	2009-10
44	बज-बज विस्तार	ई	प. बंगाल	सीईएससी	पी	210/250	1	250	एलसी	250	2009-10
	कुल (अन्य परियोजनाएँ)						66			21694	
	कुल (निर्माणाधीन)						89			29967	
ख. परियोजनाएँ जहाँ एलओए अभी दिया जाना है											
1	बदरपुर-विस्तार	एन	दिल्ली	एनटीपीसी	पी	500	2	980	एलसी	980	2009-11
2	झज्जर	एन	हरियाणा	एनटीपीसी	पी	500	3	1500	एलसी	1500	2009-11
3	मौडा	डब्ल्यू	महाराष्ट्र	एनटीपीसी	पी	500	2	1000	पीएच	1000	2011-12
4	सिन्हाद्री-विस्तार	एस	एपी	एनटीपीसी	पी	500	2	1000	कोस्टल	1000	2010-11
5	इन्नोरे-जेवी	एस	तमिलनाडु	एनटीपीसी	पी	500	2	1000	कोस्टल	1000	2010-11
6	वाढ-II	ई	बिहार	एनटीपीसी	पी	660/800	2	1320	पीएच	1320	2011-12
सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित											

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	कोयला सहलग्नता की स्थिति	खान/कोयला कंपनी	एलओए की संभावित तिथि (ई एंड एम उपकरण)	एजेंसी
16	कोटा यू 7		195				लिकेज	एसईसीएल	जून, 06	मेल
17	सुरतगढ विस्तार		250				लिकेज	एसईसीएल	जून 06	मेल
18	घोलपुर	110							जून, 04	मेल
19	परीक्षा विस्तार			500			लिकेज	बीसीसीएल	जून, 06	मेल
20	इंदुआगंज			500			लिकेज	सीसीएल	जून, 06	मेल
21	सुरत लिग्नाइट विस्तार		250				लिग्नाइट		मार्च, 06	मेल
22	सिक्का -विस्तार				500		आयातित कोयला		मार्च, 07	मेल
23	अमरकंटक	210					लिकेज	एसईसीएल	सित 04	मेल
24	पार्ली विस्तार यू-2		250				लिकेज	एमसीएल	अगस्त, 06	मेल
25	पारस विस्तार यू-2		250				लिकेज	एमसीएल	अगस्त, 06	मेल
26	कापरछेड़ा विस्तार			500			लिकेज	एमसीएल	जन, 07	मेल
27	मुसाबल				1000		लिकेज	एमसीएल	जन, 07	मेल
28	ककतीया			500			लिकेज	एसईसीएल	जुलाई, 05	मेल
29	विजयवाड़ा टीपीपी		500				लिकेज	एमसीएल	जुलाई, 05	मेल
30	कोटागुड्डम एसटी-5			500			लिकेज	एमसीएल	फरवरी 07	मेल
31	बेल्लारी टीपीएस यू-2				500		लिकेज अपेक्षित		अगस्त, 06	मेल
32	रायपुर यू 8			250			लिकेज	एमसीएल	सित, 06	मेल
33	बेलापुर विस्तार	92.2							मई, 06	जीईए एनर्जी
34	बकरेश्वर यू-5	210					लिकेज	ईसीएल	नव, 04	मेल, इटोचू जापान
35	सांतालबीह विस्तार यू 6			250			ब्लाक अपेक्षित		मार्च 07	मेल
36	लाकवा डब्ल्यूएच		37.2						मार्च, 06	मेल
37	दीमापुर डीजी			23					जुलाई, 03	मेल
38	रायगड फेस-II	750					ब्लाक		जून, 04	मेल
39	पठारी (लान्को) यू 1		300				लिकेज	एसईसीएल	जुलाई, 05	जिलन मलेशिया
40	पठारी (लान्को) यू 2			300			लिकेज	एसईसीएल	जुलाई, 05	जिलन मलेशिया
41	सूजेन टॉरेंट	752							जून, 05	सिमेन्स
42	दाम्बे टीपीएस		250				आयातित कोयला		जून 06	मेल
43	तोरेंगालू यू 1, 2			600			आयातित कोयला		जून, 06	चीन
44	बज-बज विस्तार			250			ब्लाक अपेक्षित		सित, 06	मेल
	कुल (अन्य परियोजनाएँ)	4384	4727	9423	3160	8				
	कुल (निर्माणाधीन)	12857	4727	9423	3160	8				
<b>ख. परियोजनाएँ जहाँ एलओए अभी दिया जाना है</b>										
1	बदरपुर-एक्स				980		लिकेज	एमसीएल	जुलाई 07	
2	झजझर				1000	500	लिकेज	एमसीएल	जून 07	
3	मीडा					1000	लिकेज	एमसीएल	दिसं, 07	
4	सिम्हाद्री-विस्तार				1000		लिकेज	एमसीएल	अप्रैल 07	
5	इन्तारे-जेवी				1000		लिकेज	एमसीएल	जून 07	
6	बाड-II					1320	ब्लाक		मई, 07	

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित

## परिशिष्ट 11.1 (जारी)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- थर्मल

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	क्षेत्र	राज्य	एजेंसी	र	आकार	की	क्षमता	प्रकार	योजना	संभावित वर्ष
7	नबीनगर	ई	बिहार	एनटीपीसी	सी	210/250	3	1000	पीएच	750	2010-12
8	नार्थ के पुरा	एन-ई	झा.खं	एनटीपीसी	सी	660/800	६	1320	पीएच	1320	2011-12
9	बोंगाईगाँव	ई	असम	एनटीपीसी	सी	210/250	3	750	एलसी	750	2010-12
10	बोकारा विस्तार	ई	झा.खं	डीवीसी	सी	210/250	2	500	पीएच	500	2009-10
11	कोडरमा यू 1 एवं 2	ई	झा.खं	डीवीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2009-11
12	दुर्गापुर स्टील	ई	प.ब.	डीवीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2010-12
13	मैथान आरबीसी	ई	झा.खं	डीवीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2009-11
14	बारसिंगसर विस्तार	एन	राज.	एनएलसी	सी	110/125	2	250	एलआईजी	250	2010-11
15	तृतीकोरीन जेवी	एस	तमि.	एनएलसी	सी	500	2	1000	कोस्टल	1000	2010-12
16	त्रिपुरा गैस आईएलएफएस	एन-ई	त्रिपुरा	ओएनजीसी	सी		3	750	गैस/ एलएनजी	750	2009-10
17	तलवंडी साबो	एन	पंजाब	पीएसईबी	एस	500	1	1500	एलसी	500	2011-12
18	कालीसिंध टीपीएस	एन	राज.	आरआरवी यूएनएल	एस	500	1	1000	एलसी	500	2011-12
19	अनपरा -डी	एन	यूपी	यूपीआर वीयूएनएल	एस	500	2	1000	पीएच	1000	2011-12
20	ओबरा आरईपी	एन	यूपी	यूपीआर वीयूएनएल	एस	500	1	1000	पीएच	500	2011-12
21	कोरबा वेस्ट विस्तार	डब्ल्यू	छ.गढ़	सीएसबी	एस	300	2	600	पीएच	600	2009-10
22	यूटरान	डब्ल्यू	गुजरात	जीएसईसीएल	एस		3	350	गैस/ एलएनजी	350	2008-09
23	उकई विस्तार	डब्ल्यू	गुजरात	जीएसईसीएल	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2011-12
24	कोराडी आरईपी एवं अन्य	डब्ल्यू	महारा.	महा जन.	एस	500	1	585	एलसी	500	2010-11
25	कोराडी विस्तार	डब्ल्यू	महारा.	महा जन.	एस	500	2	1000	एलसी	1000	2011-12
26	चन्द्रपुर	डब्ल्यू	महारा.	महा जन.	एस	500	1	500	पीएच	500	2010-11
27	मालवा	डब्ल्यू	एमपी	एमपीगेन्को	एस	500	2	1000	एलसी	1000	2011-12
28	सतपुड़ा विस्तार	डब्ल्यू	एमपी	एमपीगेन्को	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
29	कृष्णपत्तनम	एस	एपी	एपीगेन्को	एस	660/800	1	1600	कोस्टल	800	2011-12
30	ककतिया विस्तार	एस	एपी	एपीगेन्को	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
31	उत्तरी चेन्नई विस्तार	एस	तमि.	टीएनईबी	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
32	मेट्टूर विस्तार	एस	तमि.	टीएनईबी	एस	500	1	500	एलसी	500	2010-11
33	सागरविंधी विस्तार	ई	प.ब.	ड.वीपीडीसीएल	एस	500	2	1000	एलसी	1000	2010-12
34	गोईंदवाल साहिब	एन	पंजाब	जीवीके	पी		2	800	एलसी	800	2011-12
35	अनपरा-सी	एन	यूपी	लान्को	पी	500	2	1000	पीएच	1000	2010-12
36	बारा	एन	यूपी	आईपीपी	पी	500	1	1000	एलसी	500	2011-12
37	अल्हा मेगा सासन	डब्ल्यू	एमपी	लान्को	पी	660/600	1	3960	पीएच	660	2011-12
	कुल (प्रतिबद्ध)						67			28630	
	कुल संभाव्य ताप विद्युत परियोजनाएँ						156			58597	

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित, कोस्टल: तटवर्ती केन्द्र

परिशिष्ट 11.1 (जासी)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- थर्मल

क्र.सं	संयंत्र का नाम	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	कोयला सहलग्नता की स्थिति	खान/कोयला कंपनी	संभावित तिथि (ई एंड एम प्रारम्भ)	एजेंसी
7	नबीनगर				250	500	सहलग्नता	सीसीएल	जन, 08	
8	नार्थ के पुरा					1320	सहलग्नता	सीसीएल	अक्टू, 07	
9	बोंगाईगोब				500	250	सहलग्नता	ईसीएल	अग, 07	
10	बोकारा विस्तार				500		सहलग्नता	सीसीएल	जून, 07	
11	कोडरमा यू 1 एवं 2				1000		सहलग्नता	एमसीएल	मई, 07	
12	दुर्गापुर स्टील				500	500	सहलग्नता	ईसीएल	अग, 07	
13	मैधान आरबीसी				500	500	सहलग्नता	बीसीसीएल	मई, 07	
14	बारसिंगसर विस्तार				250		लिग्नाइट		जुल, 08	
15	तूतीकोरीन जेडी				500	500	सहलग्नता	एमसीएल	दिसं, 07	
16	त्रिपुरा गैस आईएलएफएस			750					जून, 07	
17	तलवंडी सानो					500	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
18	कालीसिंध टीपीएस					500	ब्लाक अपेक्षित		जन, 08	
19	अनपरा-डी					1000	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
20	ओबरा आरईपी					500	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
21	कोरबा वेस्ट विस्तार			600			सहलग्नता अपेक्षित	एसईसीएल	अप्रैल, 07	
22	यूट्रान		350						अप्रैल, 07	
23	उकई विस्तार					500	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
24	कोराडी आरईपी एवं अन्य				500		सहलग्नता		जून, 07	
25	कोराडी विस्तार					1000	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
26	चन्द्रपुर				500		ब्लाक		जून, 07	
27	मालवा					1000	सहलग्नता	एसईसीएल	जून, 07	
28	सतपुड़ा विस्तार					500	सहलग्नता अपेक्षित		जन, 08	
29	कृष्णपत्तनम					800	सहलग्नता	एमसीएल	दिसं, 07	
30	ककतिया विस्तार					500	ब्लाक		जन, 08	
31	उत्तरी चेन्नई विस्तार						सहलग्नता	एमसीएल	अग, 07	
32	मेटूर विस्तार				500		सहलग्नता	एमसीएल	अगस्त, 07	
33	सागरदिधी विस्तार				500	500	ब्लाक अपेक्षित		दिसं, 07	
34	गोइंदवाल साहिब					600	ब्लाक		जन, 08	
35	अनपरा-सी				500	500	सहलग्नता	एमसीएल	नव, 07	
36	बारा					500	ब्लाक अपेक्षित		जन, 08	
37	अल्ट्रा मेगा सासन					660	ब्लाक		जन, 08	
	कुल (प्रतिबद्ध)	0	350	1350	10980	15950				
	कुल संभाव्य ताप विद्युत परियोजनाएँ	12657	5077	10773	14140	15950				

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित, कोस्टल: तटवर्ती केंद्र

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- थर्मल

5.सं.	संयंत्र का नाम	क्षेत्र	राज्य	एजेंसी	सेक्टर	इकाई आकार समूह	इकाई की संख्या	अंतिम क्षमता (मेगावाट)	प्रकार	11वीं योजना (2007-12) में लाभ	लाभ का संभावित वर्ष
ग. सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएँ											
1	रिहन्द एक्स	एन	यूपी	एनटीपीसी	सी	500	1	500	पीएच	500	2011-12
2	नार्थ के पुरा	ई	झाख	एनटीपीसी	सी	660/800	1	660	पीएच	660	2011-12
3	समेकित परियोजना दारीपल्ली	ई	उड़ीसा	एनटीपीसी	सी	660/800	1	3200	पीएच	800	2011-12
4	नबीनगर	ई	बिहार	एनटीपीसी	सी	210/250	1	1000	पीएच	250	2011-12
5	बोकारो स्टील	ई	झाख	डीवीसी	सी	210/250	2	500	पीएच	500	2011-12
6	रघुनाथ पुर	ई	प.बं.	डीवीसी	सी	500	2	1000	पीएच	1000	2011-12
7	नारघेरीटा	एनई	असम	नीपको	सी	110/125	4	480	पीएच	480	2011-12
8	छाबरा-II	एन	राज.	आरआरवी यूएनएल	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
9	गुजरात लिग्नाइट	डब्ल्यू	गुजरात	एनएलसी जेवी	एस	210/250	4	1000	पीएच-एलआई	1000	2011-12
10	डीपीएल टीपीएस यू 7ए	ई	प.बं.	ड.बीपीडीसीएल	एस	300	1	300	एलसी	300	2011-12
11	डीपीएल टीपीएस यू 8	ई	प.बं.	ड.बीपीडीसीएल	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
12	बकरेश्वर विस्तार	ई	प.बं.	ड.बीपीडीसीएल	एस	500	1	500	एलसी	500	2011-12
13	मुजफ्फरपुर विस्तार	ई	बिहार	वैशाली पावर	एस	210/250	2	500	एलसी	500	2011-12
14	रोसा*	एन	यूपी	रोसा पावर	पी	300	2	600	पीएच	600	2011-12
15	नैयाधान	डब्ल्यू	छ.गढ़	आईपीपी	पी	660/800	1	1600	पीएच	800	2011-12
16	लान्को नागार्जन	एस	कर्ना.	एनपीसीएल- आईपीपी	पी	500	2	1015	कोस्टल	1015	2011-12
17	हल्दिया फेस-II	ई	प.बं.	सीईएससी	पी	300	2	600	एलसी	600	2011-12
18	मालक्नी	ई	उड़ीसा	नवभारत पावर	पी	500	2	1040	पीएच	1040	2011-12
	कुल (सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएँ)						31			11545	

\*ऐसा समझा जाता है कि निजी क्षेत्र की इन परियोजनाओं के लिए ईपीसी ठेका दिया जा चुका है

सी: केन्द्रीय क्षेत्र, एस: राज्य क्षेत्र, पी: निजी क्षेत्र, एलसी: लोड सेंटर, पीएच: पिट हेड, पीएच-एलआईजी: लिग्नाइट आधारित



## अतिरिक्त थर्मल क्षमता अभिवृद्धि का सारांश

विवरण			11वीं योजना (2007-12) में लाभ	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
स्थिति के अनुसार विवरण	10वीं योजना से फिसलने वाली		8273	8273	0	0	0	0
	अन्य परियोजनाएँ		21694	4384	4727	9423	3160	0
	निर्माणाधीन		29967	12657	4727	9423	3160	0
	एलओए दिया जाना है		28630	0	350	1350	10980	15950
	कुल संभाव्यता		58597	12657	5077	10773	14140	15950
इकाई आकार समूह के अनुसार विवरण	660/800	12	8060	660	1320	1320	660	4100
	600	2	1200			1200		
	500	58	28960	3000	500	3980	11480	10000
	300	13	3900	1500	300	1500	0	600
	210/250	46	11285	4340	1945	2000	1750	1250
	110/125	8	950	75	625	0	250	0
	गैस		4242	3082	387	773	0	0
	कुल संभाव्यता		58597	12657	5077	10773	14140	15950
कोयला संयंत्र का प्रकार के अनुसार विवरण	पीएच	54	24210	5660	1620	4220	4910	7800
	एलसी	66	24395	3840	2195	5530	5980	6850
	कोस्टल	9	4300	0	0	0	3000	1300
	कुल कोयला		129	52905	9500	3815	9750	13890
कोयले की उपलब्धता की स्थिति	लिकेज उपलब्धता		37975	8000	3565	7650	11390	7370
	लिकेज अपेक्षित		4500	0	0	0	500	4000
	ब्लाक आवंटित		6580	1500	0	1000	1000	3080
	ब्लाक अपेक्षित		2500	0	0	500	500	1500
	आयातित कोयला		1350	0	250	600	500	0
	कुल कोयला		52905	9500	3815	9750	13890	15950

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए परियोजनाओं की सूची -- न्यूक्लियर

परिशिष्ट 11.1 (जारी)

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए प्रस्तावित परियोजनाओं की सूची -- न्यूक्लियर

क्र.सं०	संयंत्र का नाम	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	
क - निर्माणाधीन परियोजनाएँ							
क 1 - 10वीं पंचवर्षीय योजना से किसल रही परियोजनाएँ (अर्थात 30641 मेगावाट कार्यक्रम)							
1	कैगा यू-3	220					
क 2 - अन्य परियोजनाएँ							
1	आरएफबी यू 5 एवं 6	440					
2	कुडनकुलम यू 1, 2		1000	1000			
3	पीएफबीआर(कलपक्कम)				500		
4	कैगा यू-4	220					
	कुल (अन्य परियोजनाएँ)	660	1000	1000	500	0	
	कुल न्युक्लियर (यूसी)	880	1000	1000	500	0	
टी: केंद्रीय क्षेत्र, यूसी: निर्माणाधीन							

## परिशिष्ट 11.1 (जारी)

## 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान क्षमता अभिवृद्धि का संक्षिप्त ब्यौरा-वर्षवार

प्रकार	स्थिति		11वीं योजना (2007-12) में लाभ	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
हाइड्रो	निर्माणाधीन	फिसलने वाली	968	968	0	0	0	0
		अन्य	12863	2233	1175	3279	1314	4862
		कुल-यूसी	13831	3201	1175	3279	1314	4862
	एलओए अभी दिया जाना है		2722	0	0	146	1016	1560
	कुल-हाइड्रो		16553	3201	1175	3425	2330	6422
थर्मल	निर्माणाधीन	फिसलने वाली	8273	8273	0	0	0	0
		अन्य	21694	4384	4727	9423	3160	0
		कुल-यूसी	29967	12657	4727	9423	3160	0
	एलओए अभी दिया जाना है		28630	0	350	1350	10980	15950
	कुल-थर्मल		58597	12657	5077	10773	14140	15950
न्यूक्लियर	निर्माणाधीन	फिसलने वाली	220	220	0	0	0	0
		अन्य	3160	660	1000	1000	500	0
		कुल-यूसी	3380	880	1000	1000	500	0
कुल	निर्माणाधीन	फिसलने वाली	9461	9461	0	0	0	0
		अन्य	37717	7277	6902	13702	4974	4862
		कुल-यूसी	47178	16738	6902	13702	4974	4862
	एलओए अभी दिया जाना है		31352	0	350	1496	11996	17510
	कुल		78530	16738	7252	15198	16970	22372

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान कोयले की वर्ष वार आवश्यकता (अंतिम)-युटिलिटी

परिशिष्ट 11.2

	यूनिट	2006-07 कार्यक्रम	11वीं योजना का ब्यौरा					
			2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13
कोयला आधारित विद्युत क्षमता	मेगावाट	63490	63490	63490	63490	63490	63490	63490
पीएलएफ	%	76.0	76.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
उत्पादन	बीयू	422.7	422.7	428.3	428.3	428.3	428.3	428.3
संचयी क्षमता अभिवृद्धि	मेगावाट	0.0	2880.0	12380.0	16195.0	25945.0	39835.0	55785.0
रिटायरमेंट	मेगावाट	0	0	0	0	527.5	259	
निवल अभिवृद्धि (संचयी-रिटायरमेंट)	मेगावाट	0.0	2880.0	12380.0	16195.0	25417.5	39576.0	55785.0
नई क्षमता, अभिवृद्धि के लिए पीएलएफ	%	85.0	85	85	85	85	85	85
वर्ष के दौरान अभिवृद्धि- मेगावाट	मेगावाट	2880	9500	3815	9750	13890	15950	0
पीएलएफ (चालू वर्ष के दौरान 85% का 40%)	%	34	34	34	34	34	34	34
नई क्षमता से उत्पादन	बीयू	8.6	49.7	103.5	149.6	230.6	342.2	415.4
कोयला आधारित कुल अधिष्ठापित क्षमता	मेगावाट	66370	75870	79685	89435	102797.5	119016	119016
कुल उत्पादन	बीयू	431.6	473.6	531.8	577.9	658.9	770.4	843.6
कोयले की आवश्यकता	एमटी	306.4	331.5	372.3	404.5	461.2	539.3	590.5
ट्रांजिट क्षति 1% की दर से	एमटी	3.1	3.3	3.7	4.0	4.6	5.4	5.9
संचयी स्टॉक	एमटी	13.0	18.3	20.6	22.4	25.5	29.8	32.7
अतिरिक्त स्टॉक	एमटी		5.3	2.3	1.8	3.1	4.3	2.8
कोयले की कुल आवश्यकता	एमटी	309.5	340.2	378.2	410.3	469.0	549.0	599.3
कोयले की कुल उपलब्धता	एमटी	288.6	324.0	362.3	408.0	446.6	482.1	
कोयले की (देशज कोयला)	एमटी	20.9	16.2	15.9	2.3	22.4	66.9	
कोयले की कमी (समकक्ष आयतित कोयले)	एमटी	12.5	9.7	9.6	1.4	13.4	40.2	
परंपरागत आयात (टाटा पावर, वीएसईएस, आईसीओ, आदि)	एमटी	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
11वीं योजना परियोजनाओं के लिए आयातित कोयला (ट्रोम्बे, सिक्का व बेरांगालू)	एमटी			0.3	1.5	3.2	4.1	
निवल अतिरिक्त आयात	एमटी	8.7	5.9	5.5	-3.9	6.5	32.3	

नोट:

- 2011-12 के अंत में कोल फायर्ड स्टेशनों की कुल अधिष्ठापित क्षमता-119016 मेगावाट
- उत्तर उल्लिखित कोल फायर्ड क्षमता के लिए वर्ष 2011-12 में घरेलू कोयले की आवश्यकता-550 मीट्रिक टन
- उपर्युक्त में नई क्षमता अभिवृद्धि से सिर्फ 40% उत्पादन लिया गया है (अर्थात् 85% पीएलएफ का 40% = 34 पीएलएफ)
- 11वीं पंचवर्षीय योजना क्षमता अभिवृद्धि के लिए 2011-12 में घरेलू कोयले की कुल आवश्यकता 2012-13 में ही स्पष्ट हो सकेगी तथा 11वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में 119016 मेगावाट की कोयला आधारित कुल अधिष्ठापित क्षमता के लिए तदनुकूली आवश्यकता 599 मीट्रिक टन होगी।
- वर्ष 2012-13 के दौरान नई क्षमता अभिवृद्धि के लिए कोयला आवश्यकता अलग होगी तथा 2012-13 में कोयले की कुल आवश्यकता निकालने के लिए इसे जोड़ना होगा।

परिशिष्ट 11.3

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए परियोजनाओं का श्रेणिक

प्रकार	11वीं योजना की सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएं	12वीं योजना तथा इससे आगे की परियोजनाएं (मेगावाट)	कुल श्रेणिक परियोजनाएं (मेगावाट)
हाइड्रो	0	40658	40658
थर्मल	11545	102473	114018
कोयला	10545	83640	94185
लिग्नाइट	1000	3250	4250
गैस/एलएनजी		15583	15583
न्यूक्लियर		12800	12800
कुल	11545	155931	167476

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए जल विद्युत परियोजनाओं का श्रेण्य

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	क्षेत्र	प्रकार	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
1	भरमौर	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	45
2	बाजोली होली	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	180
3	चिरगाँव (मझगाँव)	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	आरओआर	46
4	घौला सिध	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	40
5	धमवारी सुंडा	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	आरओआर	70
6	हरसार	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	60
7	झांगी तोपन	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	480
8	कुटेहर	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	260
9	कशांग-II	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	आरओआर	60
10	लुहरी	हिमाचल प्रदेश	एसजेवीएनएल	सी	आरओआर	770
11	पुडीटाल लस्सा	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	एसटीओ	36
12	रेणुका डैम	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	एसटीओ	40
13	सैज	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	आरओआर	100
14	टिलोंग-II	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	70
15	तोपन पोवारी	हिमाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	480
16	कशांग- I, II	हिमाचल प्रदेश	एचपीजेवीवीएनएल	एस	आरओआर	195
17	शौंगटोंग करचम	हिमाचल प्रदेश	एचपीएसईबी	एस	आरओआर	402
18	नीमू बाजगू	जम्मू-कश्मीर	एनएचपीसी	सी	आरओआर	45
19	घूटक	जम्मू-कश्मीर	एनएचपीसी	सी	आरओआर	44
20	बगलिहार- II	जम्मू-कश्मीर	पीडीसी	एस	आरओआर	450
21	किरू	जम्मू-कश्मीर	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	600
22	किसन गंगा	जम्मू-कश्मीर	एनएचपीसी	सी	आरओआर	330
23	कवार	जम्मू-कश्मीर	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	320
24	परनई	जम्मू-कश्मीर	पीडीसी	एस	आरओआर	37.5
25	पाखल डूल	जम्मू-कश्मीर	एनएचपीसी	सी	आरओआर	1000
26	रतले	जम्मू-कश्मीर	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	560
27	सावलकोट	जम्मू-कश्मीर	पीडीसी	एस	आरओआर	1200
28	कोटली भेल I ए	उत्तराखंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	195
29	कोटली भेल I बी	उत्तराखंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	320
30	कोटली भेल II	उत्तराखंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	530
31	लता तापोवन	उत्तराखंड	एनटीपीसी	सी	आरओआर	171
32	विष्णुगढ पीपलकोटी	उत्तराखंड	टीएचडीसी	सी	आरओआर	444
33	अरकोट टीयूनी	उत्तराखंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	70
34	अलकनंदा (बद्रीनाथ)	उत्तराखंड	आईपीपी	पी	आरओआर	140
35	बोगाडीयार सरकारी भ्याल	उत्तराखंड	आईपीपी	पी	आरओआर	170
36	मपांग बोगुडीयार	उत्तराखंड	आईपीपी	पी	आरओआर	200
37	बोवाला नंद प्रयाग	उत्तराखंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	132
38	देवसरी बांध	उत्तराखंड	एसजेवीएनएल	सी	एसटीओ	690
39	हानोल टीयूनी	उत्तराखंड	आईपीपी	पी	आरओआर	42
40	जाखोल संकारी	उत्तराखंड	एसजेवीएनएल	सी	आरओआर	33

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए जल विद्युत परियोजनाओं का शेलफ

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	क्षेत्र	प्रकार	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
41	जेलम टमक	उत्तरा खंड	टीएचडीसी	सी	आरओआर	60
42	लखवार	उत्तरा खंड	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	300
43	भालरी झेलम	उत्तरा खंड	टीएचडीसी	सी	आरओआर	55
44	मोरी हनोल	उत्तरा खंड	आईपीपी	पी	आरओआर	60
45	नंद प्रयोग लिंगासू	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	141
46	नैटार मोरी (देवरा मोरी)	उत्तरा खंड	एसजेवीएनएल	सी	आरओआर	33
47	पाला मानेरी	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	480
48	रूपसीयाबगार खासियाबाड़ा	उत्तरा खंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	260
49	सिक्कारी न्याल रूपसीयाबगार	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	210
50	सिंगोली भटवार	उत्तरा खंड	आईपीपी	पी	आरओआर	60
51	टमक लता	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	280
52	तालुका संकारी	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	140
53	टीयूनी प्लासू	उत्तरा खंड	यूजेवीएनएल	एस	आरओआर	42
54	धौली गंगा इंटरमीडिएट	उत्तरा खंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	210
55	गौरी गंगा चरण- III ए	उत्तरा खंड	एनएचपीसी	सी	आरओआर	120
56	शाहपुर कंडी	पंजाब	पीएसईबी	एस	एसटीओ	168
57	होशंगाबाद	मध्य प्रदेश	एनएचडीसी	सी	आरओआर	60
58	हंखिया	मध्य प्रदेश	एनएचडीसी	सी	आरओआर	51
59	बोसस	मध्य प्रदेश	एनएचडीसी	सी	आरओआर	55
60	मटवार	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	एस	आरओआर	60
61	डुम्गुडम	आंध्र प्रदेश	एपीआईडी	एस	एसटीओ	320
62	पोल्हा वरम एमपीपी	आंध्र प्रदेश	एपीआईडी	एस	एसटीओ	960
63	चिन्नार	केरल	केएसईबी	एस	आरओआर	28
64	अचेन्नकोविल	केरल	केएसईबी	एस	एसटीओ	30
65	कुंडह पीएसएस	तमिलनाडु	टीएनईबी	एस	पीएसएस	500
66	गुंडिया	केरल	केपीसीएल	एस	आरओआर	400
67	रामम चरण- III	पश्चिम बंगाल	एनटीपीसी	सी	आरओआर	120
68	रामम चरण- I	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीएसईबी	एस	आरओआर	36
69	पानम	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	280
70	डिक्चू	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	96
71	रोलेप	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	60
72	रंगीत- II	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	60
73	रंगीत- IV	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	120
74	लाघेन	सिक्किम	एनएचपीसी	सी	आरओआर	210
75	रंगयोग	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	80
76	रुक्मेल	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	33
77	रोंगनेचू	सिक्किम	आईपीपी	पी	एसटीओ	96
78	तिस्ता चरण- I	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	280
79	तिस्ता चरण- II	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	480
80	तिस्ता चरण- IV	सिक्किम	एनएचपीसी	सी	आरओआर	495

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए जल विद्युत परियोजनाओं का शेल्फ

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	क्षेत्र	प्रकार	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
81	तिस्ता - VI	सिक्किम	आईपीपी	पी	आरओआर	500
82	तिस्ता- III	सिक्किम	तिस्ता ऊर्जा	पी	आरओआर	600
83	पारे	अरुणाचल प्रदेश	नीपको	सी	एसटीओ	110
84	सियांग मिडिल (सियोम)	अरुणाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	एसटीओ	1000
85	डिब्रिनी	अरुणाचल प्रदेश	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	100
86	बडाव	अरुणाचल प्रदेश	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	60
87	कापक लेयाक	अरुणाचल प्रदेश	निर्णय होना है	निर्णय होना	आरओआर	160
88	टालोंग	अरुणाचल प्रदेश	निर्णय होना है	निर्णय होना	एसटीओ	160
89	इटालिन	अरुणाचल प्रदेश	एनटीपीसी	सी	एसटीओ	4000
90	अट्टूनली	अरुणाचल प्रदेश	एनटीपीसी	सी	आरओआर	500
91	सियांग लोअर	अरुणाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	एसटीओ	1600
92	नियामजुंगछू चरण- I	अरुणाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	98
93	नियामजुंगछू चरण- II	अरुणाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	97
94	नियामजुंगछू चरण- III	अरुणाचल प्रदेश	आईपीपी	पी	आरओआर	95
95	डिबांग (संयुक्त उद्यम)	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	3000
96	तवांग- II	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	750
97	तवांग- I	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	750
98	लोहित	अरुणाचल प्रदेश	निर्णय होना है	निर्णय होना	एसटीओ	3000
99	सुबानसिरी अपर	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	2000
100	सुबानसिरी मिडिल	अरुणाचल प्रदेश	एनएचपीसी	सी	एसटीओ	1600
101	लोअर कोपिली	असम	एजेनको	एस	आरओआर	150
102	अपर बोरपाणि	असम	एजेनको	एस	आरओआर	60
103	तिपाईमुख	मणिपुर	नीपको	सी	एसटीओ	1500
104	उमियाम उमत्रू- V	मेघालय	मीएसईबी	एस	आरओआर	36
105	गनोल	मेघालय	मीएसईबी	एस	आरओआर	25
106	माबहु	मेघालय	नीपको	सी	आरओआर	120
	कुल					40657.5

नोट: सी- केंद्रीय क्षेत्र, एस- राज्य क्षेत्र, पी- निजी क्षेत्र, आर ओ आर- रन आफ रिवर, एसओटी: स्टोरेज

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए कोयला एवं लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं का शेल्फ

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	अंतिम क्षमता (मेगावाट)	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
1	मुनानगर विस्तार	हरियाणा	एचआरवीयूएनएल	300	300
2	झंझर	हरियाणा	आईपीपी	1200	1200
3	तलवंडी साबो	पंजाब	पीएसईबी	1500	1000
4	नाभा	पंजाब	पीएसईबी	1000	1000
5	देहरा घघर	पंजाब	पीएसईबी	1000	1000
6	छबरा II@	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	500	500
7	छबरा III	राजस्थान	आईपीपी	500	500
8	कालीसिंघ टीपीएस	राजस्थान	आरआरवीयूएनएल	1000	500
9	कवई	राजस्थान	आईपीपी	1000	1000
10	जलीपा/कापुरडी- लिग्नाइट	राजस्थान	आईपीपी	1000	1000
11	रिहद विस्तार @	उत्तर प्रदेश	एनटीपीसी	500	500
12	मयूरपुर (सोनभद्र)	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	2000	2000
13	रोसा @	उत्तर प्रदेश	रोसा पीसी	600	600
14	बारा टीपीएस	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	1000	500
15	ओबरा रिफ्लेसमेंट	उत्तर प्रदेश	यूपीआरवीयूएनएल	1000	500
16	शकरगढ़	उत्तर प्रदेश	आईपीपी	1000	1000
17	डोपाहा	उत्तर प्रदेश	आईपीपी	1000	1000
18	अल्ट्रा मेगा अकलतारा	छत्तीसगढ़	आईपीपी	4000	4000
19	समेकित परियोजना लारा	छत्तीसगढ़	एनटीपीसी	4000	4000
20	भैयाथन @	छत्तीसगढ़	आईपीपी	1600	1600
21	मोरवा	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	1500	1500
22	कोरबा दक्षिण	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	1000	1000
23	गोधाना	छत्तीसगढ़	सीएसईबी	2000	2000
24	अल्ट्रा मेगा मुंद्रा	गुजरात	आईपीपी	4000	4000
25	भावनगर लिग्नाइट	गुजरात	एनआईआरएमए	250	250
26	गुजरात लिग्नाइट @	गुजरात	एनएलसी	1000	1000
27	पीपावाव विद्युत परियोजना	गुजरात	जीपीसीएल जेवी	900	900
28	अल्ट्रा मेगा गिरई	महाराष्ट्र	आईपीपी	4000	4000
29	डोपादी	महाराष्ट्र	आईपीपी	1600	1600
30	अल्ट्रा मेगा सासन	मध्य प्रदेश	लांको	3960	3300
31	शाहपुर सिटोनी	मध्य प्रदेश	एमपीजीईएन	1000	1000
32	अल्ट्रा मेगा कृष्णापटनम	आंध्र प्रदेश	आईपीपी	4000	4000
33	कृष्णापटनम	आंध्र प्रदेश	एजीजेनको	1600	800
34	लांको नागार्जुन @	कर्नाटक	आईपीपी	1015	1015
35	अल्ट्रा मेगा टाडरी	कर्नाटक	आईपीपी	4000	4000



## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए कोयला एवं लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं का श्रेणिक

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	अंतिम क्षमता (मेगावाट)	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
36	रायचुर नया	कर्नाटक	केपीसीएल	1000	1000
37	कोवसिका टीपीपी	कर्नाटक	केपीसीएल	1000	1000
38	कुडगी टीपीपी	कर्नाटक	केपीसीएल	1000	1000
39	नंदुर टीपीपी	कर्नाटक	केपीसीएल	1000	1000
40	नैवली III लिग्नाइट	तमिलनाडु	एनएलसी	1000	1000
41	जयाकॉडम लिग्नाइट	तमिलनाडु	एनएलसी	1000	1000
42	इन्नौर विस्तार	तमिलनाडु	टीएनईबी	500	500
43	टूटीकोरीन विस्तार	तमिलनाडु	टीएनईबी	1000	1000
44	कुड्डालोरे	तमिलनाडु	आईपीपी	2000	2000
45	अल्द्रा मेगा टीएन	तमिलनाडु	आईपीपी	4000	4000
46	नबीनगर जेबी @	बिहार	एनटीपीसी	1000	250
47	मुजफ्फरपुर विस्तार जेबी @	बिहार	वैशाली पावर	500	500
48	बरोनी विस्तार	बिहार	बीएसईबी	500	500
49	कटिहार	बिहार	बीएसईबी	1000	1000
50	नबीनगर	बिहार	बीएसईबी	2000	2000
51	पिरपीयांटी	बिहार	बीएसईबी	2000	2000
52	अल्द्रा मेगा झारखंड	बिहार	आईपीपी	4000	4000
53	नार्थ करणपुरा	झारखंड	एनटीपीसी	1980	660
54	बोकारो इस्पात @	झारखंड	डीवीसी	500	500
55	तेनूघाट विस्तार	झारखंड	टीवीएनएल	630	630
56	कोयला आधारित टीपीपी चरण-I	झारखंड	सीईएससी	500	500
57	कोयला आधारित टीपीपी चरण-II	झारखंड	सीईएससी	500	500
58	अल्द्रा मेगा उड़ीसा	उड़ीसा	आईपीपी	4000	4000
59	समेकित परियोजना दारीपली @	उड़ीसा	एनटीपीसी	3200	3200
60	न्यूलपोई	उड़ीसा	सीईएससी	1320	1320
61	रेंगाली	उड़ीसा	एनएलसी	1000	1000
62	ओपीजीसीएल संयुक्त उद्यम	उड़ीसा	ओपीजीसीएल	1200	1200
63	मॉलक्ष्मी @	उड़ीसा	नवभारत	1040	1040
64	हल्दिया @	पश्चिम बंगाल	सीईएससी	600	600
65	कटवा	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	1200	1200
66	रघुनाथपुर @	पश्चिम बंगाल	डीवीसी	1000	1000
67	डीपीएल यू 7 ए @	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	300	300
68	डीपीएल यू 8 @	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	500	500
69	बकरश्वर विस्तार @	पश्चिम बंगाल	डब्ल्यूबीपीडीसीएल	500	500
70	बरगोलोई टीपीएस	असम	एएसईबी	250	250
11.55					

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए कोयला एवं लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं का शेल्टफ

क्र. सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	अंतिम क्षमता (मेगावाट)	12वीं योजना तथा उससे आगे संभावित लाभ (मेगावाट)
71	बदरपुर जेवी	असम	एएसईबी	180	180
72	चंद्रपुर जेवी	असम	एएसईबी	100	100
73	मरधेरिटा टीपीपी @	असम	नीपको	480	480
74	गारो हिल	मेघालय	नीपको	720	720
75	पश्चिम खासी हिल्स टीपीपी	मेघालय	नीपको	240	240
	कुल				98435

@ 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान सर्वोत्तम प्रयास परियोजनाएं

नोट: सूची में 11वीं पंचवर्षीय योजना में सर्वोत्तम प्रयास परियोजना के रूप में शामिल 115.45 मेगावाट की परियोजनाएं शामिल हैं।

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान तथा इससे आगे संभावित लाभ के लिए गैस आधारित परियोजनाओं का शेल्टफ

क्र. सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	सेक्टर	12वीं योजना में संभावित लाभ (मेगावाट)
1	काथमकुलम्	केरल	एनटीपीसी	सी	1950
2	कवास II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
3	गंधार II	गुजरात	एनटीपीसी	सी	1300
4	प्रगति II	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	330
5	प्रगति III (बवाना)	दिल्ली	प्रगति पावर	एस	1000
6	उरान	महाराष्ट्र	महाजेनको	एस	1040
7	रिलायंस दाम्दरी	उत्तर प्रदेश	रिलायंस एनर्जी	पी	5600
8	पिगुथमन	गुजरात	जीपीईसीएल	पी	1050
9	एस्सर हजीरा	गुजरात	एस्सर पावर	पी	1500
10	कन्नूर	केरल	कन्नूर पावर प्रा० लि०	पी	513
	कुल				15583

नोट: यदि युक्तिसंगत कीमत पर गैस/एनएनजी उपलब्ध हो जाएगी तो उपर्युक्त गैस परियोजनाओं में से कुछ 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान लाभ दे सकती हैं।

## परिशिष्ट 11.3 (जारी)

12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान संभावित लाभ के लिए न्यूक्लियर शेल्फ परियोजनाएं

क्र.सं.	संयंत्र का नाम	राज्य	एजेंसी	12वीं योजना में संभावित लाभ (मेगावाट)
1	कुडाकुलम यू 3,4	तमिलनाडु	एनपीसी	2000
2	कुडाकुलम यू 5,6	तमिलनाडु	एनपीसी	2000
3	जैतापुर 1,2	गुजरात	एनपीसी	2000
4	आरएपीपी विस्तार	राजस्थान	एनपीसी	1400
5	केएपीपी 3 से 4	कर्नाटक	एनपीसी	1400
6	एलडब्ल्यूआर 3,4		एनपीसी	2000
	उप-जोड़ (एनपीसीआईएल)			10800
7	न्यू न्यूक्लियर		एनटीपीसी	2000
	उप-जोड़ (एनटीपीसी)			2000
	कुल			12800

## अध्याय 12

### विद्युत उत्पादन और पर्यावरण

#### 12.0 प्रस्तावना

देश के सामने प्रमुख चुनौती पर्यावरणीय विकृति और आर्थिक विकास के बीच संबंध से जुड़ी है। ये चुनौतियां जलवायु परिवर्तन, ओजोन की परत के क्षीण होने तथा जैव-विविधता की क्षति जैसे वैश्विक पर्यावरणीय चिन्ताओं से उत्पन्न हुई हैं। स्थायी विकास हासिल करने के लिए पर्यावरण सुरक्षा विकास प्रतिक्रिया का अभिन्न अंग होनी चाहिए तथा इसको विकास प्रक्रिया से अलग करके नहीं देखा जाना चाहिए। जैसा कि विद्युत उत्पादन पर्यावरणीय विकृति का मुख्य स्रोत रहा है इसलिए बिजली की बढ़ती मांग तथा स्वीकार्य पर्यावरणीय गुणवत्ता के बीच संतुलन बनाए रखना अनिवार्य है जिसका अर्थ है कि प्रदूषण नियंत्रण तथा पर्यावरणीय प्रबंधन प्रणाली में निरन्तर सुधार एवं स्तरोन्नयन किया जाए।

#### 12.1 पर्यावरणीय संरक्षण एवं सुधार

पर्यावरण एवं वन मंत्रालय पर्यावरणीय कार्यक्रमों की आयोजना, संवर्द्धन एवं समन्वय के लिए केन्द्र

निर्धारित पैरामीटरों के भीतर पर्यावरण प्रदूषण को बनाए रखते हुए बढ़ती मांग को पूरा करने के लिए स्थायी ऊर्जा विकास की योजना बनानी होगी। सभी नई परियोजनाओं तथा विद्यमान योजनाओं के विस्तार/आधुनिकीकरण के लिए पर्यावरणीय स्वीकृति अनिवार्य है।

सरकार में मुख्य बिन्दु है। इस मंत्रालय के ऊपर पर्यावरण की दृष्टि से विद्युत संयंत्रों सहित विकास परियोजनाओं का मूल्यांकन करने तथा पर्यावरण की सुरक्षा के लिए आवश्यक सुरक्षोपाय एवं शर्तों का सुझाव देने तथा उन्हें लागू करने की जिम्मेदारी है।

हाल में पर्यावरण एवं वन मंत्रालय ने स्वच्छ पर्यावरण संबंधी राष्ट्रीय प्रतिबद्धता के प्रत्युत्तर में राष्ट्रीय पर्यावरण नीति (एनईपी) तैयार की है जिसे 2006 में अपनाया गया तथा इसका उद्देश्य इस दिशा में अन्तराष्ट्रीय प्रयासों में सकारात्मक योगदान देने के लिए भारत की प्रतिबद्धता का बयान होना है।

राष्ट्रीय पर्यावरण नीति (एनईपी) के उद्देश्य निम्नानुसार हैं-

- महत्वपूर्ण पर्यावरणीय संसाधनों का संरक्षण
- पीढ़ी दर पीढ़ी साम्यता: निर्धन पीढ़ी दर पीढ़ी साम्यता के लिए आजीविका सुरक्षा
- आर्थिक और समाजिक विकास में पर्यावरणीय सरोकारों का एकीकरण
- पर्यावरणीय संसाधनों के प्रयोग में मितव्ययिता

- पर्यावरणीय अभिशासन: (पारदर्शिता, तर्कसंगतता, जवाबदेही, समय एवं लागत में कमी, भागीदारी एवं विनियामक स्वतंत्रता के माध्यम से)
- पर्यावरण संरक्षण के लिए संसाधनों में बढ़ोतरी

पहले ग्रामीण विकास मंत्रालय ने परियोजना प्रभावित परिवारों के पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन संबंधित मुद्दों को देखने के लिए 'परियोजना प्रभावित परिवारों के पुनर्वास पर राष्ट्रीय नीति, 2003' अधिसूचित किया था।

#### 12.1.1 पर्यावरण सुरक्षा के लिए विधायी पहल

वन एवं पर्यावरण मंत्रालय, भारत सरकार ने विभिन्न अधिनियम प्रतिपादित किए तथा सभी नई परियोजनाओं तथा विद्यमान परियोजनाओं के विस्तार या आधुनिकीकरण के लिए पर्यावरणीय स्वीकृति लेना अनिवार्य बनाने के लिए दिशा निर्देश जारी किया। विभिन्न प्रकार की विकास परियोजनाओं के लिए पर्यावरण एवं वन मंत्रालय द्वारा पर्यावरणीय मूल्यांकन समितियाँ गठित की गई हैं।

जल (प्रदूषण रोकथाम एवं नियंत्रण) अधिनियम, 1974 अधिनियमित किया गया तथा इस अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार केन्द्र और राज्यों में प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड गठित किए गए। इस संबंध में एक अन्य विधान अधिनियमित किया गया जिसका नाम जल (प्रदूषण रोकथाम एवं नियंत्रण) उपकर अधिनियम 1977 है जिसका उद्देश्य इस महत्वपूर्ण प्राकृतिक संसाधन को संरक्षित करना तथा इन विनियामक एजेंसियों के लिए निधियन में बढ़ोतरी करना है। इसके पश्चात वायु (प्रदूषण रोकथाम एवं नियंत्रण) अधिनियम 1981 में अधिनियमित किया गया। 1974, 1977 और 1981 के अधिनियम चूंकि पानी और वायु प्रदूषण से संबंधित हैं, इसलिए संसद में पर्यावरण के व्यापक संरक्षण के लिए पर्यावरण (संरक्षण) अधिनियम 1986 अधिनियमित किया। मल-जल, स्टैक हाइट और कंडेंसर कूलिंग वाटर तापमान आदि के लिए निर्धारित मानक परिशिष्ट 12.1 में दिए गए हैं। 1974 के अधिनियम के तहत सृजित विनियामक एजेंसियों को यथासंभव सीमा तक 1986 के अधिनियम के प्रावधानों को क्रियान्वित करने की जिम्मेदारी दी गई है। भारतीय वन अधिनियम, वन (संरक्षण) अधिनियम, 1980, कारखाना अधिनियम मान्य जीव संरक्षण अधिनियम, खान और खनिज (विनियमन और विकास) अधिनियम औद्योगिक विकास और विनियमन अधिनियम तथा परमाणु ऊर्जा अधिनियम आदि पर्यावरण संरक्षण के लिए अधिनियमित किए गए हैं।

1994 में पर्यावरण एवं वन मंत्रालय ने चुनिंदा श्रेणी की विकास और औद्योगिक परियोजनाओं के लिए पहले पर्यावरण स्वीकृति लेना अनिवार्य करते हुए पहली अधिसूचना जारी की। तदनन्तर इसमें अनेक संशोधन किए गए तथा वर्ष 1997 में इसमें जन सुनवाई की शर्त शामिल की गई। पर्यावरणीय स्वीकृति लेने की प्रक्रिया को बहुत बोझिल काम माना जाता है तथा स्वीकृति प्रदान करने में अनुचित विलंब चिन्ता का प्रमुख कारण रहा है। इसलिए वन एवं पर्यावरण मंत्रालय ने 1994 की पर्यावरणीय स्वीकृति प्रक्रिया को संशोधित किया तथा 14 सितम्बर 2006 को पर्यावरण एवं वन मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा पर्यावरणीय स्वीकृति की संशोधित प्रक्रिया पर अन्तिम अधिसूचना जारी की गई।

संशोधित प्रक्रिया (14 सितम्बर 2006 की अंतिम अधिसूचना के अनुसरण में) की मुख्य विशेषताएं नीचे दी गई हैं-

- संभावित स्थलाकृति प्रभाव तथा मानव स्वास्थ्य एवं प्राकृतिक व मानव निर्मित संसाधनों पर संभावित प्रभाव के आधार पर सभी परियोजनाओं और क्रियाकलापों को मोटे तौर पर दो श्रेणियों-श्रेणी क और श्रेणी ख में विभाजित किया गया है। श्रेणी क और श्रेणी ख की परियोजनाएं क्रमशः केन्द्र सरकार और राज्य सरकार के स्तर पर स्वीकृत की जाती हैं।
- श्रेणी ख को फिर से श्रेणी ख 1 और ख 2 में बाँटा गया है। जिन परियोजनाओं के लिए ईआईएस रिपोर्ट अपेक्षित होता है उन्हें श्रेणी ख 1 के अन्तर्गत रखा जाएगा तथा शेष परियोजनाओं को श्रेणी ख 2 के अन्तर्गत रखा जाएगा जिसके लिए ईआईएस तथा जन सुनवाई की जरूरत नहीं होगी।
- 39 श्रेणी की परियोजनाओं को पर्यावरणीय स्वीकृति की प्रक्रिया से गुजरना होता है। औद्योगिक इस्टेट/पार्क/परिसर/क्षेत्र, ईपीजेड, एसईजेड, कॉमन एफल्यूएंट ट्रीटमेंट प्लांट, कॉमन बायो मेडिकल ट्रीटमेंट फेसिलिटी, कॉमन म्यूनिसिपल सॉलिड वेस्ट फेसिलिटी तथा पृथक भंडारण और घातक रसायनों का रख-रखाव इस सूची में शामिल नई श्रेणियाँ हैं। नवीकृत दहलीज कसौटी के साथ नई निर्माण परियोजनाओं तथा कस्बा परियोजनाओं को भी इस सूची में शामिल किया गया है।
- परियोजनाओं को स्वीकृत करने के लिए राज्य सरकारों को और अधिक शक्तियाँ प्रदान की गई हैं।
- परियोजनाओं को चार चरणों-स्क्रीनिंग, स्कोपिंग, सार्वजनिक परामर्श तथा मूल्यांकन से गुजरना होता है।
- जन सुनवाई को सार्वजनिक परामर्श के नाम से जाना जाता है। इसकी परिकल्पना लोगों की अधिक भागीदारी से प्रक्रिया को सरल बनाने के लिए की गई है।
- पर्यावरण स्वीकृति के बाद की मॉनीटरिंग पर निवृत्त बल प्रदान किया गया है।

#### 12.1.2 पर्यावरण मूल्यांकन प्रक्रिया

विद्युत परियोजनाओं के क्रियान्वयन के लिए निम्नलिखित पहलुओं से वन एवं पर्यावरण मंत्रालय से स्वीकृति लेनी होती है-

क) पर्यावरणीय पहलू

ख) वन (संरक्षण) अधिनियम, 1980 की दृष्टि से

पर्यावरण प्रभाव आकलन (ईआईए) अधिसूचना-1994 में अन्य बातों के साथ यह प्रावधान है कि पर्यावरण एवं वन मंत्रालय जब तक पर्यावरणीय स्वीकृति प्रदान नहीं करेगा तब तक देश में नई विद्युत परियोजनाओं या विद्यमान विद्युत संयंत्रों के विस्तार/आधुनिकीकरण का कार्य नहीं किया जाएगा।

विद्युत परियोजना के मूल्यांकन के लिए अपेक्षित संगत सूचना तथा सामग्री नीचे दी गई है-

1. भरी हुई प्रश्नावली
2. पर्यावरण प्रभाव विवरण (ईआईएस) रिपोर्ट
3. संभाव्यता रिपोर्ट/परियोजना रिपोर्ट

उपरोक्त पूर्वापेक्षाओं के अलावा विभाग विशिष्ट मामले के आधार पर निम्नलिखित सूचना की भी माँग कर सकता है:

1. विविक्तों, सोडियम क्लोराइड तथा नाइट्रोजन ऑक्साइड का प्रदूषण स्तर
2. जमीन और पानी की गुणवत्ता से संबंधित डाटा
3. केन्द्र/राज्य पीसीबी से एनओसी
4. पर्यावरणीय प्रबंधन योजना
5. पुनर्वास मास्टर प्लान
6. प्रतिपूरक वानिकी योजना
7. आपदा प्रबंधन योजना
8. आवाह क्षेत्र शोधन योजना
9. कोई अन्य संगत ब्यौरा

प्रस्तुत की गई परियोजनाओं को पर्यावरणीय मूल्यांकन के लिए किसी समिति के सम्मुख रखा जाता है। जरूरत पड़ने पर पर्यावरण से जुड़े मुद्दों का स्थल पर आकलन करने के लिए स्थल का दौरा भी किया जाता है। इस समिति की सिफारिशों के आधार पर विभाग निम्नलिखित कार्यवाई कर सकता है-

1. ठोस पर्यावरणीय आधार पर परियोजना की अस्वीकृति
2. ठोस पर्यावरणीय आधार पर परियोजना के स्थान का पुनर्निर्धारण
3. विशिष्ट और/या सामान्य पर्यावरणीय सुरक्षोपाय शामिल करके या इसके बगैर परियोजना को पर्यावरणीय स्वीकृति प्रदान करना

## 12.2 विद्युत उत्पादन के पर्यावरणीय सरोकार

परम्परागत विद्युत परियोजनाओं में पेश आने वाली कुछ प्रमुख पर्यावरणीय चुनौतियों पर नीचे चर्चा की गई है। विद्युत उत्पादन, पारेषण और वितरण के हर क्षेत्र में स्वच्छ एवं पर्यावरण अनुकूल प्रौद्योगिकी अपनाने की आवश्यकता है।

उपलब्ध उन्नत प्रौद्योगिकियों को मोटे तौर पर निम्नलिखित श्रेणियों में बाँटा जा सकता है-

### दक्षता सुधार के लिए

1. सुपर क्रिटिकल और अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी
2. उन्नत गैस टरबाइन

### पर्यावरणीय सरोकारों से संबंधित

3. ईंधन गैस विसल्फरीकरण प्रणाली
4. नाइट्रोजन ऑक्सीजन हेलाइड नियंत्रण
5. तरलीकृत सस्तर दहन (एफबीसी)
6. धुले कोयले का प्रयोग

### संयुक्त दक्षता सुधार और पर्यावरणीय पहलू

7. एकीकृत गैस संयुक्त चक्र (आईजीसीसी)
8. दबावकृत तरलीकृत सस्तर दहन प्रणाली (पीएफबीसी)

सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी के तहत उच्चतर दक्षता हासिल करने के लिए थर्मोडायनमिक क्रिटिकल प्वाइंट पैरामीटरों से परे उच्चतर भाप पैरामीटरों का प्रयोग शामिल है। इन यूनिटों में त्वरित आरंभण समय, त्वरित भार परिवर्तन होता है तथा यह भार प्रचालन की दृष्टि से बेहतर दक्षता प्रदान करती है। उन्नत उच्च ग्रेड की सामग्री की उपलब्धता के चलते मुख्यतः जापान और यूरोप में 300 किलो/वर्ग सेमी. तथा 600 से 620 डिग्री से. तापमान तक वाष्प दबाव अपनाया जा रहा है। तापमान को 700 डिग्री से. तक बढ़ाने की दिशा में प्रयास चल रहे हैं। यूनिटों का आकार 500 मेगावाट से लेकर 1000 मेगावाट तक है तथा 1300 मेगावाट की भी कुछ यूनिटें स्थापित की गई हैं। टरबाइन के मध्यवर्ती चरणों से भाप प्राप्त करके बायलर में रीहीट की दो दोहरी रीहीट प्रणाली भी कुछ केन्द्रों में अपनाई गई है। तथापि इससे चक्र अधिक जटिल हो जाता है जिससे दक्षता में नाम मात्र का सुधार हो पाता है।

भारत में, एनटीपीसी के सिपत और बाढ़ ताप विद्युत केन्द्रों में 660 मेगावाट की सुपर क्रिटिकल यूनिटें अधिष्ठापित की जा रही हैं। चूंकि देश में अधिष्ठापित होने वाली यह पहली सुपर क्रिटिकल यूनिट है इसलिए इन यूनिटों के लिए 247 किलो/वर्ग सेमी. तथा 535/565 डिग्री से. के प्राचीन भाप पैरामीटर अपनाए गए हैं। तथापि किए गए अध्ययनों के आधार पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 565 से 593 डिग्री से. के उच्च तापमान के साथ 800 मेगावाट की अगली उच्च यूनिट अपनाने का सुझाव दिया है। प्रयुक्त सटीक वारप पैरामीटरों तथा व्यक्तिगत विनिर्माताओं की उपकरण दक्षता के आधार पर आशा है कि इन यूनिटों की सकल दक्षता लगभग 40% होगी। नियोजित की जा रही अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं में भी सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी का प्रयोग किया जाएगा।

बहुत अधिक दक्षता तथा कम उत्सर्जन के कारण गैस टर्बाइन संयुक्त चक्र विद्युत केन्द्र बहुत लोकप्रिय हो गए हैं। इन केन्द्रों को ब्रेटोन साइकल तथा रैनकाइन साइकल दोनों का ही लाभ मिलता है जिससे इनकी दक्षता लगभग 50% हो जाती है। तथापि इनके लिए प्राकृतिक गैस या तरल ईंधन (नाफ्था) जैसे स्वच्छ ईंधनों की जरूरत होती है। उच्च दक्षता के कारण कम कार्बन डाई ऑक्साइड के उत्सर्जन के अलावा नाइट्रोजन ऑक्सीजन हेलाइड का उत्सर्जन भी काफी कम है तथा इसे 10 पीपीएम पर नियंत्रित किया जा सकता है।

गैस टर्बाइनों के लिए अपेक्षित प्रीमियम ईंधन जो महंगे हैं, के कारण उच्चतर फायरिंग टेम्परेचर तथा टर्बाइन की बेहतर आन्तरिक डिजाइन अपनाकर बहुत अधिक दक्षता वाली उन्नत गैस टर्बाइन विकसित करने के लिए अनुसंधान एवं विकास प्रयास निरन्तर जारी हैं। विकसित की जा रही अद्यतन गैस टर्बाइनें लगभग 1450 डिग्री से. प्रचालन तापमान का प्रयोग करती हैं जिससे संयुक्त चक्र विधि में लगभग 60 प्रतिशत की समग्र उत्पादन दक्षता प्राप्त होती है।

भारतीय कोयले में अधिमानतः सल्फर की मात्रा बहुत कम यानी 0.3 प्रतिशत से 0.5 प्रतिशत होती है। इस प्रकार सामान्यतया विसल्फरीकरण प्रणाली के अधिष्ठापन के बारे में नहीं सोचा गया है तथा व्यापक बिखराव के लिए लंबे स्टैक की व्यवस्था करके जमीनी स्तर का सल्फर ऑक्साइड हेलाइड सफलता पूर्वक प्राप्त किया गया है। तथापि संवेदनशील क्षेत्रों में स्थित एक या दो विद्युत केन्द्रों के लिए



एफजीडी प्रणाली अधिष्ठापित की गई है। फिलहाल विसल्फरीकरण की निम्नलिखित तीन मुख्य प्रौद्योगिकियां मौजूद हैं-

- क) वेट लाइम स्टोन प्रोसेस
- ख) स्प्रे ड्राइ प्रोसेस
- ग) सी वाटर स्कबर प्रोसेस

ये सभी एफजीडी प्रौद्योगिकियां पूरे विश्व में वाणिज्यिक रूप में उपलब्ध हैं। पिछले वर्षों के दौरान निरन्तर अनुसंधान एवं विकास के माध्यम से सहायक विद्युत खपत में कटौती तथा रिजेंट्स के दक्षतापूर्ण प्रयोग के जरिए पूंजीगत लागत तथा प्रचालन लागत में भी कमी लाने का प्रयास किया जा रहा है।

ताप विद्युत केन्द्रों से नाइट्रोजन ऑक्साइड का उत्सर्जन अपनाई गई दहन प्रौद्योगिकी तथा प्रयुक्त उपकरणों खासकर बर्नर कन्फिगरेशन के प्रकार पर निर्भर होता है। सभी नई यूनिटों में बहुत अधिक दक्षता वाले न्यून नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड बर्नर उपलब्ध कराए जा रहे हैं। न्यून नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड बर्नर के अलावा दहन में नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड का नियंत्रण मुख्यतः स्टेज्ड दहन एवं ईंधन गैस रिसर्कुलेशन के माध्यम से प्राप्त किया जा सकता है। प्राथमिक नियंत्रण के उपाय फिलहाल पर्याप्त हैं। तथापि सेलेक्टिव कैटलेटिक रिडक्शन (एससीआर) जिसके लिए प्रमाणित प्रौद्योगिकी मौजूद तो हैं लेकिन वे बहुत महंगी हैं, जैसे गौण उपायों के माध्यम से नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड में और कमी लाई जा सकती है।

बहुत न्यून ग्रेड वाले ईंधनों के प्रयोग के लिए तरलीकृत संस्तर दहन प्रौद्योगिकी बहुत कारगर विकल्प बन गई है तथा यह सल्फर ऑक्साइड हेलाइड और नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड के उत्सर्जनों को नियंत्रित करने में भी उपयोगी है। सर्कुलेटिंग तरलीकृत संस्तर दहन (सीएफबीसी) में अनुरक्षित न्यून फायरिंग तापमान-800 डिग्री से. से 900 डिग्री से. के कारण नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड का उत्पादन बहुत कम होता है तथा इसमें परम्परागत पुलवराइज्ड कोल फायर्ड बायलर से नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड उत्सर्जन का लगभग आधा है। सल्फर डाई ऑक्साइड के उत्सर्जन को भी सीएफबीसी बायलरों में दहन के दौरान चूना-पत्थर मिलाकर नियंत्रित किया जा सकता है ताकि सल्फर डाई ऑक्साइड का उत्सर्जन कैल्सियम सल्फेट के रूप में हो। तथापि चूना पत्थर डालने के कारण सीएफबीसी बायलरों से अधिक मात्रा में ठोस अपक्षय का सृजन होता है। 90% तक सल्फर हटाया जा सकता है। उच्च सल्फर, लिग्नाइट आदि के दहन के लिए भारत में सीमित मात्रा में सीएफबीसी प्रौद्योगिकी का प्रयोग किया गया है तथा देश में सभी प्रमुख सीएफबीसी प्रदायकों की पूर्ण तकनीकी जानकारी तथा वाणिज्यिक व्यवस्था (लाइसेंसीधारी) मौजूद हैं। नैवेली लिग्नाइट कॉरपोरेशन द्वारा 250 मेगावाट के सीएफबीसी बायलर अधिष्ठापित किए जा रहे हैं।

विद्युत उत्पादन के लिए भारतीय कोयला कुल मिलाकर निम्न कोटि का है जिसमें राख की मात्रा अधिक होती है। कोयले की यह गुणवत्ता अधिमानतः गुणवत्ता नियंत्रण तथा पर्याप्त सुरक्षोपायों के अभाव के कारण खनन के दौरान पुरःस्थापित ओवर बर्देन/अत्यधिक पदार्थों के कारण और विकृत हो जाती है। विद्युत संयंत्र प्रचालक उच्च कोटि के कोयले की निरन्तर माँग कर रहे हैं। विशेषकर कोयला स्रोतों से दूर स्थित बड़ी आकार की यूनिटों तथा केन्द्रों के लिए संभव उपाय के रूप में कोयला बेनीफिसिएशन कोयले की गुणवत्ता सुधारने के लिए प्रभावी कदम हो सकता है।

कोकिंग कोल के घरेलू उत्पादन की आपूर्ति धुलाई के बाद इस्पात क्षेत्र को की जा रही है। विद्युत क्षेत्र के लिए मुख्यतः गैर कोकिंग कोल का प्रयोग किया जाता है।

#### भारत में कोयला धुलाई की आवश्यकता: गैर कोकिंग कोल

- विद्युत क्षेत्र के लिए कोयले के हीट वाल्व में निरन्तरता बनाए रखना
- आपूर्त कोयले के आकार में निरन्तरता बनाए रखना (सीआईएल की योजना 100 एमएम के कोयले की आपूर्ति करने की है)
- कम राख वाले कोयले के उपलब्ध भण्डार का धीरे-धीरे समाप्त होना
- विद्युत संयंत्रों की दक्षता में सुधार लाने की आवश्यकता
- कोयले के साथ धूल सामग्री ढोने वाले परिवहन पर लोड घटाना
- दूरस्थ ताप विद्युत संयंत्रों तथा संवेदनशील क्षेत्रों के लिए 34% से कम राख वाले कोयले के प्रयोग के संबंध में पर्यावरण एवं वन मंत्रालय की अधिसूचना

#### गैर-कोकिंग कोल बेनीफिसिएशन

कोयला मंत्रालय द्वारा प्रकाशित दस्तावेज \*कोल विजन इंडिया 2025\* में जैसा कि उल्लेख है, सीआईएल तथा सीआईएल के नियंत्रण विहीन क्षेत्र से गैर कुकिंग कोल का उत्पादन 10वीं पंचवर्षीय योजना के 401 मीट्रिक टन से बढ़ाकर 2024-25 में 1012 मीट्रिक टन किया जाएगा। कोयला धुलाई के संबंध में दो सिनेरियो मौजूद हैं जिसका ब्यौरा नीचे दिया गया है-

#### वेरिएन्ट-1

वर्ष में 202 मीट्रिक टन के उच्च ग्रेड के कोयला उत्पादन में 34 प्रतिशत से कम राख होती है तथा पर्यावरण एवं वन मंत्रालय के दिशा निर्देशों के मद्देनजर इसकी धुलाई की जरूरत नहीं होती है। इसके अलावा लगभग 449 मीट्रिक टन गैर कोकिंग कोल पिटहेड विद्युत केन्द्र से जोड़ा जा रहा है तथा इस कोयले को भी धोने की आवश्यकता नहीं है। इस प्रकार पर्यावरण एवं वन मंत्रालय के निबंधन के अनुसार सीआईएल तथा गैर सीआईएल कमाण्ड वाले शेष 361 मीट्रिक टन कोयले को औद्योगिक प्रयोग से पहले धोने की जरूरत पड़ती है।

361 मीट्रिक टन कोयले के बेनीफिसिएशन के बाद धुले कोयले की मात्रा लगभग 271 मीट्रिक टन (75% उत्पादन मानते हुए) होगी तथा शेष 90 मीट्रिक टन को अस्वीकार कर दिया जाएगा। इन अस्वीकारों के अलावा कोकिंग कोल एवं एलवीएचआर कोल वासरी से लगभग 8 मीट्रिक टन अस्वीकृत कोयले का उत्पादन होगा। अतएव 2024-25 में कुल 98 मीट्रिक टन अस्वीकृत कोयले के उत्पादन की परिकल्पना है। अस्वीकृत कोयले की उपयुक्तता के आधार पर एफबीसी/सीएफबीसी प्रौद्योगिकी का प्रयोग करके विद्युत उत्पादन के लिए इनका इस्तेमाल किया जा सकता है। सामान्यतया 1700-1500 किलो कैलोरी/किलोग्राम सकल कैलोरी मान (जीसीवी) वाले अस्वीकृत कोयले को इस प्रौद्योगिकी के लिए उपयुक्त माना जाता है। इस प्रकार अस्वीकृत कोयले से 4900 मेगावाट अतिरिक्त बिजली का उत्पादन हो सकता है।

फिलहाल, सार्वजनिक और निजी क्षेत्रों में लगभग 55 मीट्रिक टन (कच्चा कोयला निवेश) गैर कोकिंग कोल की धुलाई क्षमता मौजूद/निर्माणाधीन (पिटहेड पर) है। इसलिए 2025 तक लगभग 305 मीट्रिक टन गैर कोकिंग कोल की धुलाई की अतिरिक्त क्षमता अधिष्ठापित करने की आवश्यकता होगी।

## वैरिएन्ट-2

इस वैरिएन्ट के तहत बायलर दक्षता सुधारने के लिए तथा सोडियम ऑक्साइड हेलाइड, नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड तथा पार्टिकुलेट मैटर का उत्सर्जन स्तर कम करने के लिए निम्न कोटि (34% से अधिक राख) के गैर कोकिंग कोल के कुल उत्पादन की धुलाई की परिकल्पना है। इस प्रकार इस वैरिएन्ट के अनुसार औद्योगिक प्रयोग से पहले सीआईएल तथा गैर सीआईएल कमान्ड क्षेत्र के 810 मीट्रिक टन गैर कोकिंग कोल की धुलाई की आवश्यकता है।

810 मीट्रिक टन कोयले के बेनीफिसिएशन के माध्यम से धुले कोयले की मात्रा लगभग 608 मीट्रिक टन होगी (75% उत्पादन को ध्यान में रखते हुए) तथा शेष 202 मीट्रिक टन कोयले को अस्वीकृत कर दिया जाएगा। इन अस्वीकारों के अलावा कोकिंग कोल एवं एलवीएचआर कोल वासरी से लगभग 8 मीट्रिक टन अस्वीकृत कोयले का उत्पादन होगा। अतएव 2024-25 में कुल 210 मीट्रिक टन अस्वीकृत कोयले के उत्पादन की परिकल्पना है। अस्वीकृत कोयले की उपयुक्तता के आधार पर एफबीसी/सीएफबीसी प्रौद्योगिकी का प्रयोग करके विद्युत उत्पादन के लिए इनका इस्तेमाल किया जा सकता है। इस प्रकार अस्वीकृत कोयले से 10500 मेगावाट अतिरिक्त बिजली का उत्पादन हो सकता है।

55 मीट्रिक टन कोकिंग कोल की विद्यमान पिटहेड धुलाई क्षमता (निर्माणाधीन संयंत्रों सहित) को देखते हुए इस वैरिएन्ट के अनुसार लगभग 755 मीट्रिक टन कच्चे कोयले की धुलाई के लिए अतिरिक्त धुलाई क्षमता अधिष्ठापित करने की आवश्यकता है।

एकीकृत गैस संयुक्त चक्र (आईजीसीसी) प्रणाली स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकियों में से एक है जिसमें कोयले को गैसीय ईंधन में परिवर्तित किया जाता है जिसे सफाई के बाद सीसीजीटी संयंत्रों में प्रयुक्त किया जाता है। आईजीसीसी प्रणालियों ने उच्चतर दक्षता तथा सल्फर ऑक्साइड हेलाइड, नाइट्रोजन ऑक्सीजन हेलाइड तथा पार्टिकुलेट निवारण में अत्यधिक बेहतर पर्यावरणीय निष्पादन का प्रदर्शन किया है। आईजीसीसी दक्षता तथा पर्यावरणीय दृष्टिकोण से भी 21वीं शताब्दी के लिए सबसे आकर्षक विद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी हो सकती है। इसका एक अतिरिक्त लाभ यह है कि सल्फर जैसे प्रदूषणकारी तत्व वाणिज्यिक प्रयोग के लिए बरामद किए जा सकते हैं। बहुत अधिक दक्षता वाली उन्नत गैस टरबाइनों के विकास के मद्देनजर यह प्रौद्योगिकी और भी आकर्षक हो गई है।

आईजीसीसी प्रक्रिया में चार बुनियादी चरण हैं (1) घटते तापमान में उच्च तापमान वाले भाप तथा ऑक्सीडेंट (ऑक्सीजन या हवा) के साथ अभिक्रिया के माध्यम से कोयले से ईंधन गैस का सृजन होता है (2) पार्टिकुलेट, सल्फर तथा नाइट्रोजन के यौगिकों के निवारण हेतु ईंधन गैस या तो सीधे हॉट गैस क्लीन अप प्रणाली में भेजी जाती है या पहले भाप पैदा करने के लिए गैस को ठंडा किया जाता है

और फिर परम्परागत रूप से उसे साफ किया जाता है (3) बिजली के उत्पादन के लिए गैस टरबाइन जनरेटर में स्वच्छ ईंधन गैस का दहन होता है और (4) गैस टरबाइन से हॉट एग्जास्ट से अपशिष्ट हीट रिकवरी स्टीम जनरेटर में बरामद की जाती है तथा स्टीम टरबाइन जनरेटर में अतिरिक्त बिजली के उत्पादन के लिए स्टीम का प्रयोग किया जाता है।

आईजीसीसी प्रौद्योगिकी अभी भी प्रदर्शन के चरण पर है, हालांकि पूरे विश्व में कम राख वाले कोयले का प्रयोग करने वाले कुछ संयंत्र स्थापित किए गए हैं। अधिक राख की मात्रा वाले कोयले के साथ आईजीसीसी प्रौद्योगिकी अभी भी अनुसंधान एवं विकास के चरण पर है तथा एनटीपीसी और भेल द्वारा औरैया, एनटीपीसी में 100 मेगावाट की प्रदर्शन परियोजना स्थापित करने की दिशा में प्रयास चल रहे हैं।

दबावकृत तरलीकृत-सस्तर दहन प्रणाली तरलीकृत सस्तर दहन के सिद्धान्त पर आधारित है। तथापि पीएफबीसी अधिक दबाव पर चलती है जो एफबीसी या सीएफबीसी की तुलना में 6 से 16 गुना अधिक होता है। पीएफबीसी प्रणाली गैस टरबाइन तथा भाप टरबाइन दोनों के प्रयोग द्वारा उच्चतर दक्षता प्रदान करती है।

दूसरी पीढ़ी के पीएफबीसी गैस टरबाइन (टॉपिंग साइकल) को चलाने के लिए प्रोलीजर (कोल गैसीफायर) के साथ दाहक को समेकित करते हैं तथा वाष्प टरबाइन (बॉटमिंग साइकल) के लिए वाष्प के उत्पादन हेतु अपशिष्ट ऊष्मा का प्रयोग किया जाता है। इस संयुक्त चक्रीय विधि में गैस टरबाइन और अपशिष्ट ऊष्मा बरामदगी की अन्तर्निहित दक्षता समग्र दक्षता में पर्याप्त वृद्धि करती है।

### 12.3.1 ताप विद्युत उत्पादन के पर्यावरणीय सरोकार

ताप विद्युत संयंत्र के निर्माण और प्रचालन के दौरान पर्यावरण प्रभावित होता है। निर्माण के दौरान पर्यावरण मुख्यतः स्थल की तैयारी से जुड़े कार्यकलापों द्वारा प्रभावित होता है। दूसरी तरफ संयंत्र के प्रचालन के दौरान वायु की स्थानीय एवं क्षेत्रीय गुणवत्ता, भू-जल, फसलों, आस-पास की वनस्पतियों, भवन एवं स्मारक, कतिपय झीलों की जलीय पारिस्थितिकी प्रणाली, वन इको सिस्टम, विद्यमान सामुदायिक अवसंरचना आदि पर प्रभाव पड़ता है।

**प्रदूषण के प्रमुख प्रकारों की चर्चा नीचे की गई है:**

#### 1. वायु प्रदूषण

ताप विद्युत संयंत्र में ईंधन के दहन के दौरान सल्फर डाई ऑक्साइड, नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड, कार्बन मोनोऑक्साइड तथा पार्टिकुलेट का उत्सर्जन होता है। यदि उत्सर्जन अनियंत्रित होता है तो मनुष्यों, वनस्पतियों, भवनों एवं स्मारकों, जलीय एवं वन इको सिस्टम पर प्रभाव पड़ सकता है। थर्मल विद्युत संयंत्रों से भारी मात्रा में सल्फर डाई ऑक्साइड और नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड के उत्सर्जन से अम्ल वर्षा की समस्या उत्पन्न हो सकती है।

वातावरण में ग्रीन हाउस गैस (जीएचजी) उत्सर्जन में विद्युत क्षेत्र का सबसे अधिक योगदान है। कोयले का दहन पूरे विश्व में कार्बन डाई ऑक्साइड के उत्सर्जन का सबसे बड़ा स्रोत है। अनुमान

लगाया है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त तक अर्थात् 2011-12 में कार्बन डाई आक्साइड के उत्सर्जन का स्तर 840 मीट्रिक टन प्रति वर्ष होगा।

## 2. जल प्रदूषण

ताप विद्युत केन्द्र से विशालतम अपशिष्ट जल धारा प्रशीतन जलधारा है जिसे पुनर्चक्रित या बहाया जा सकता है। संबद्ध अपशिष्ट ऊष्मा आसपास के जलीय तापमान को प्रभावित कर सकता है जिससे जलीय जीव-जंतु मौलिक रूप में प्रभावित हो सकते हैं। ट्रेस मेटल, एसिड, ऑयल स्पिल आदि जैसे विद्युत संयंत्र से निकलने वाले अन्य पदार्थों का भी जल की गुणवत्ता पर नकारात्मक प्रभाव पड़ता है।

## 3. राख का रख-रखाव एवं निपटान

अनुमान लगाया है कि 11वीं पंचवर्षीय योजना के अन्त तक अर्थात् 2011-12 में सृजित होने वाली राख की मात्रा लगभग 180 मीट्रिक टन प्रतिवर्ष होगी। भू प्रयोग विपथन, पुनर्वास, जल संसाधन आवंटन, भू विकृति तथा वायु प्रदूषण के कारण राख निपटान का पर्यावरण पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है। ताप विद्युत संयंत्रों के अनेक प्रतिकूल प्रभावों को विद्युत संयंत्र के स्थल का विवेकपूर्ण निर्धारण करके न्यूनतम किया जा सकता है तथा आवश्यक निषेधात्मक एवं नियंत्रणकारी उपायों के माध्यम से तथा अन्ततः प्रचालन संयंत्रों के कारगर पर्यावरणीय प्रबंधन से इन्हें दूर किया जा सकता है। राख निपटान की गीली पद्धति से बचा जाना चाहिए क्योंकि अन्य पर्यावरणीय संकटों के अलावा इससे जल प्रदूषण होता है।

यथासंभव सीमा तक, ईएसपी तथा बायलर भट्टी से ड्राई फ्लाई ऐश का इस्तेमाल ईट, रोड फिल्टर एवं बाइंडर, सीमेंट आदि जैसे आर्थिक रूप से उपयोगी सामानों के निर्माण में किया जाना चाहिए। जब किसी खास स्थान के लिए ठोस अपशिष्ट का पुनर्प्रयोग किफायती न हो तो राख का प्रयोग भू भराव के लिए किया जाना चाहिए या इसका निपटान पर्यावरण की दृष्टि से स्वीकार्य किसी अन्य तरीके से किया जाना चाहिए जैसेकि परित्यक्त भूमिगत खानों में इसे डाला जाना चाहिए। राख निपटान क्षेत्र गाँवों तथा कस्बों से दूर स्थित होने चाहिए।

## 4. ध्वनि प्रदूषण

संयंत्र के अन्दर कुछ क्षेत्रों में शोर पैदा करने वाले उपकरण होंगे तथा संयंत्र क्षेत्र में ध्वनि की मात्रा घटाने तथा उच्च ध्वनि स्तर वाले क्षेत्रों में कामगारों के एक्सपोजर को कम करने के लिए विभिन्न उपाय अपनाना अपेक्षित होता है। ध्वनि प्रदूषण का जीव-जन्तु एवं वनस्पतियों, मानव एवं पशु जीवन पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है।

### 12.3.2 जल विद्युत उत्पादन के पर्यावरणीय सरोकार

जल विद्युत विकास के पर्यावरणीय सरोकारों को जलाप्लावन, जलाशय से उत्पन्न भूकम्प (आईआरएस), मृदा क्षरण, ग्रीन हाउस प्रभाव, जल जीवन पर प्रतिकूल प्रभाव, जल जमाव, मानव बस्तियों के स्वास्थ्य पहलू तथा परियोजना प्रभावित परिवारों (पीएएफ) का पुनर्स्थापन और पुनर्वास की

श्रेणी में बाँटा जा सकता है। जल विद्युत परियोजना स्थापित करने से पूर्व इन पहलुओं के प्रभाव की बारीकी से जाँच की जानी होती है।

तथापि, जल विद्युत परियोजनाओं के कुछ सकारात्मक पहलू भी हैं जैसे कि इसमें अन्तर्निहित गैर प्रदूषणकारी स्वभाव, गैर रेडियोधर्मिता, अक्षय, इनफ्लेशन मुक्त नवीकरणीय ऊर्जा, विद्युत केन्द्र की प्रचालनात्मक लोच, उच्च दक्षता, ध्वनि प्रौद्योगिकी, सूक्ष्म जलवायु पर स्थिरकारी प्रभावी, बाढ़ एवं मलबा नियंत्रण, वायु शुद्धता/ऑक्सीजन उत्पादन में समग्र वृद्धि, जीव-जन्तुओं को लाभ, दूरस्थ क्षेत्र विकास तथा मनोरंजन के लिए शो लाइन का तैयार होना आदि।

### 12.3.3 परमाणु ऊर्जा उत्पादन के पर्यावरणीय सरोकार

परमाणु ऊर्जा उत्पादन के मुख्य पर्यावरणीय सरोकार हैं— जल प्रदूषण, रेडियोधर्मिता का प्रसार तथा व्ययित परमाणु ईंधन का निपटान।

मुख्य जल प्रदूषक कंडेन्सर कूलिंग की वेस्ट हीट से संबद्ध जल है जिसका वैसा ही असर होता है जैसा अन्य ताप विद्युत परियोजनाओं में।

रेडियोधर्मिता से संबंधित चिन्ताओं और सुरक्षापायों की व्यवस्था परमाणु ऊर्जा आयोग तथा आईआईए के विनिर्णयों तथा दिशा-निर्देशों द्वारा की जाती है।

### 12.4 विद्युत परियोजना स्थापित करने के लिए दिशानिर्देश

पर्यावरणीय संरक्षण के उद्देश्यों को ध्यान में रखते हुए पर्यावरण एवं वन मंत्रालय ने निम्नलिखित मुख्य शीर्षों के अन्तर्गत स्वीकृति प्राप्त करने के लिए विद्युत परियोजनाओं को पर्यावरण एवं वन मंत्रालय के समक्ष प्रस्तुत करने हेतु कतिपय दिशा-निर्देश तैयार किया है:

#### 1) स्थल संबंधी कसौटी

यदि विद्युत परियोजनाओं की अवस्थिति उपयुक्त स्थान पर होगी तो न केवल प्रदूषण नियंत्रण के अपेक्षित उपायों की लागत घटेगी अपितु इन परियोजनाओं से प्राकृतिक एवं मानव पर्यावरण को होने वाली क्षति भी कम होगी। स्थल का चयन करते समय स्थलाकृति, भू-भौतिकी, जल विज्ञान, मौसम विज्ञान, पारिस्थितिकी, राख निबटान आदि पर समुचित ध्यान देने की जरूरत होती है।

#### 2) पर्यावरणीय प्रभाव विवरण (ईआईएस)

ईआईएस का प्रयोजन यथासंभव सटीक रूप में ज्ञान और विशेषज्ञता की वर्तमान सीमा के अन्दर नियोजित विकास गतिविधि के संभावित पर्यावरणीय प्रभाव का आकलन करना है। सम्यक ईआईएस जिसमें सभी दावों के समर्थन में वैज्ञानिक रूप से स्थापित डाटा/मॉडलिंग होना चाहिए, में स्थल, इसके पर्यावरण, भूमि आवश्यकता आदि से संबंधित सभी आवश्यक ब्यौरे होने चाहिए।

### 3) पर्यावरणीय प्रबंधन

ताप विद्युत परियोजनाओं को पर्यावरण/वन स्वीकृति प्रदान करने से पूर्व ओईएफ विभिन्न पर्यावरणीय योजनाओं के लिए बल देता है जिसमें प्रदूषण नियंत्रण के लिए उठाए जाने वाले आवश्यक सुरक्षोपाय तथा संयंत्र के क्रियाशील हो जाने के बाद उनकी कारगरता का अनुवीक्षण करना शामिल है। प्रबंधन योजनाओं में वायु प्रदूषण प्रबंध, जल प्रबंध, राख निपटान प्रबंध एवं उपयोग, पेशागत सुरक्षा एवं स्वास्थ्य परियोजना, प्रभावित व्यक्तियों के लिए पुनर्वास योजना, आपदा प्रबंधन, आवाह क्षेत्र शोधन योजना, प्रतिपूरक वानिकी योजना आदि शामिल होने चाहिए।

### 4) पर्यावरण मूल्यांकन प्रक्रिया

परियोजना प्रस्तावकों से यह अपेक्षित होता है कि वे परियोजना के मूल्यांकन के लिए अपेक्षित सूचना एवं सामग्री प्रदान करते हुए विहित प्रश्नावली में सूचना प्रस्तुत करें।

## 12.5 निष्कर्ष

पर्यावरण एक महत्वपूर्ण मुद्दा है तथा हमारे देश का विकास पर्यावरण संरक्षण तथा सुरक्षोपाय के दायरे में होना चाहिए। सरकार द्वारा स्थायी विकास का सुनिश्चय करने के लिए अनेक अधिनियम बनाए गए हैं।

\*\*\*\*\*

परिशिष्ट 12.1  
(पृष्ठ 5 का 1)

पर्यावरण मानक

स्रोत	पैरामीटर	मिग्रा./लि. से कम सांद्रण अधिक न हो (पीएच एवं तापमान को छोड़कर)
कंडेशर कूलिंग वाटर (एक बार उच्च कूलिंग सिस्टम के माध्यम से)	पीएच तापमान*	6.5 से 8.5 हायर इनटेक के 5 डिग्री से. से अधिक नहीं
बायलर ब्लोडाउन	मुफ्त उपलब्धता क्लोरीन सस्पेन्डेड सोलिड ऑयल एण्ड ग्रीस कॉपर (कुल) ऑयरन (कुल)	0.5  100 20 1.0 1.0
कूलिंग टावर ब्लोडाउन	मुफ्त उपलब्धता क्लोरीन ज़िंक क्रोमियम (कुल) फास्फेट क्षरण रोकने वाले अन्य पदार्थ	  1.0 0.2 5.0 संघ राज्य क्षेत्रों के मामले में केन्द्रीय बोर्ड द्वारा तथा राज्यों के मामले में राज्य बोर्डों द्वारा मामला दर मामला आधार पर स्थापित की जाने वाली सीमा
कुन्द राख निस्सारी	पीएच सस्पेन्डेड सोलिड ऑयल एवं ग्रीस	6.5 से 8.5 100 20

\*सीमा में संशोधन किया गया है, कृपया दस्तावेज के क्रमांक 66ग पर नई सीमा देखें



परिशिष्ट 12.1  
(पृष्ठ 5 का 2)

ताप विद्युत संयंत्र : उत्सर्जन मानक

उत्पादन क्षमता	प्रदूषक	उत्सर्जन सीमा
उत्पादन क्षमता 210 मेगावाट या अधिक	पार्टिकुलेट मैटर	150 एमजी/एनएम3
उत्पादन क्षमता 210 मेगावाट से कम	पार्टिकुलेट मैटर	300 एमजी/एनएम3

\*स्थानीय स्थिति की आवश्यकता पर निर्भर, जैसे कि संरक्षी क्षेत्र, राज्य प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड तथा पर्यावरण (संरक्षण) अधिनियम 1986 के अन्तर्गत के अन्तर्गत अन्य क्रियान्वयन एजेंसियां संयंत्र की उत्पादन क्षमता पर ध्यान दिए गए बगैर 150 एमजी/एनएम3 की सीमा विहित कर सकती हैं।

ताप विद्युत संयंत्र : स्टैक हाइट/सीमा

उत्सर्जन क्षमता	स्टैक हाइट (मीटर)
500 मेगावाट और उससे ऊपर	275
200 मेगावाट/210 मेगावाट और उससे ऊपर तथा 500 मेगावाट से कम	220
20 मेगावाट/ 210 मेगावाट एच- 14क्यू0.3 जहाँ क्यू सल्फरडाई ऑक्साइड की किलो प्रति घंटा उत्सर्जन दर है और एच मीटर में स्टैक की ऊंचाई है	

## परिशिष्ट 12.1

(पृष्ठ 5 का 3)

**पर्यावरण मानक**  
**गैस/नाफ्था आधारित ताप विद्युत संयंत्रों के लिए पर्यावरणीय मानक**

1) नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड के उत्सर्जन की सीमा

- क) विद्यमान यूनिटों के लिए 15% अतिरिक्त ऑक्सीजन पर 150 पीपीएम (वी/वी)  
 ख) 1.6.1999 से नई यूनिटों के लिए

**गैस टरबाइन का कुल उत्पादन**

15 प्रतिशत अतिरिक्त ऑक्सीजन पर  
 नाइट्रोजन ऑक्साइड हेलाइड स्टैक के  
 लिए उत्सर्जन सीमा (वी/वी)

क) 400 मेगावाट तथा इससे अधिक

- 1) प्राकृतिक गैस का दहन करने वाली  
 यूनिटों के लिए 50पीपीएम  
 2) नफ्था का दहन करने वाली यूनिटों  
 के लिए 100पीपीएम

ख) 400 मेगावाट से कम किन्तु 100  
 मेगावाट तक

- 1) प्राकृतिक गैस का दहन करने वाली  
 यूनिटों के लिए 75पीपीएम  
 2) नफ्था का दहन करने वाली यूनिटों  
 के लिए 100पीपीएम

ग) 100 मेगावाट से कम

प्राकृतिक गैस या नफ्था का ईंधन के  
 रूप में दहन करने वाली यूनिटों के लिए  
 100पीपीएम

घ) परम्परागत बायलर में गैस का दहन करने  
 वाले संयंत्रों के लिए

100पीपीएम

2) स्टैक की ऊँचाई की गणना मीटर में सूत्र एच-14क्यू 0.3 का प्रयोग करके की जानी चाहिए, जहाँ क्यू  
 न्यूनतम 30 मीटर ऊँचाई के अधीन किलो प्रति घंटा में सल्फर डाई ऑक्साइड का उत्सर्जन है।

3) तरल अपशिष्ट डिस्चार्ज सीमा

**परिशिष्ट 12.1**  
(पृष्ठ 5 का 4)

पेरामीटर	सांद्रण की अधिकतम सीमा (एमजी/एल, पीएच एवं तापमान को छोड़कर)
पीएच	6.5 - 8.5
तापमान	अन्य ताप विद्यत संयंत्रों के लिए यथा लागू
क्लोरीन की मुफ्त उपलब्धता	क्लोरीन की मुफ्त उपलब्धता
	0.5
सस्पेन्डेड सॉलिड	100.0
ऑयल एवं ग्रीस	20.0
कॉपर (कुल)	1.0
ऑयरन (कुल)	1.0
ज़िंक	1.0
क्रोमियम (कुल)	0.2
फास्फेट	5.0

## परिशिष्ट 12.1

(पृष्ठ 5 का 5)

## पर्यावरण मानक

## ताप विद्युत संयंत्र से कंडेन्सर प्रशीतन जल के डिस्चार्ज के लिए तापमान सीमा

## अ) 1 जून 1999 के बाद अधिष्ठापित नए ताप विद्युत संयंत्र

नए ताप विद्युत संयंत्र, जो नदियों/झीलों/जलाशयों से पानी का प्रयोग करेंगे, क्षमता एवं अवस्थिति पर ध्यान दिए बगैर प्रशीतन टावर लगाएंगे। प्रशीतन के प्रयोजनार्थ समुद्री जल का प्रयोग करने वाले ताप विद्युत संयंत्रों पर नीचे दी गई शर्तें लागू होंगी।

## ब) समुद्री जल का प्रयोग करने वाली तटवर्ती क्षेत्रों में स्थापित नई परियाजनाएं

समुद्री जल का प्रयोग करने वाले ताप विद्युत संयंत्रों को अन्तिम डिस्चार्ज बिन्दु पर पानी का तापमान घटाने के लिए उपयुक्त प्रणाली अपनाना चाहिए ताकि ग्रहणकारी जल का तापमान तथा ग्रहणकारी जल पिण्ड का परिवेशी तापमान 70 डिग्री से. से अधिक न हो।

## स) विद्यमान ताप विद्युत संयंत्र

कंडेन्सर के इनलेट से आउट लेट तक कंडेन्सर प्रशीतन जल के तापमान में वृद्धि 10 डिग्री से. से नहीं होगी

## द) डिस्चार्ज बिन्दु के लिए दिशा-निर्देश

क) डिस्चार्ज बिन्दु अधिमानतः थर्मल डिस्चार्ज के सम्यक छितराव के लिए मध्य धारा में जल पिण्ड की पेदी में स्थित होगा।

ख) यदि प्रशीतन जल का बहाव समुद्र में होगा तो निर्धारित मानक प्राप्त करने के लिए सम्यक मेरीन आउटफाल अभिकल्पित किया जाएगा। संबंधित राज्य प्राधिकरणों/एनआईओ से परामर्श करके डिस्चार्ज बिन्दु का चयन किया जा सकता है।

ग) मुहानों या पारिस्थितिकी की दृष्टि से संवेदनशील क्षेत्रों जैसे कच्छ वनस्पति, कोरल रीफ/जलीय जीव-जन्तुओं एवं वनस्पतियों के निवास एवं प्रजनन क्षेत्रों में प्रशीतन जल डिस्चार्ज की अनुमति नहीं होगी।

## अध्याय 13

### ऊर्जा सुरक्षा

#### 13.0 प्रस्तावना

अर्थव्यवस्था के सभी क्षेत्रों तथा आम जनता को सुरक्षित एवं स्तरीय बिजली उपलब्ध कराना राज्य की प्राथमिक जिम्मेदारी है। आज अन्त्य प्रयोक्ता के दृष्टिकोण से भारत की ऊर्जा सुरक्षा मुख्यतः पेट्रोलियम उत्पादों तथा बिजली की उपलब्धता पर निर्भर है। भारत जैसे विकासशील देश, जिसकी विश्व व्यापार में हिस्सेदारी नगण्य है तथा फिलहाल अपूरित/दबी माँग को पूरा करने के लिए तथा गरीबी उपशमन के लिए आवश्यक आक्रामक विकास लक्ष्यों को बल प्रदान करने के लिए भारी मात्रा में ऊर्जा की आवश्यकता है, के लिए ऊर्जा सुरक्षा चिन्ता का प्रमुख विषय है। इसे उस संकट के संदर्भ में भी देखना होगा जो शेष एशिया में पनप रहा है। चूँकि इस समय अधिकांश दक्षिण पूर्व एशिया के देशों में ऊर्जा के लिए माँग और विकास और इसलिए नई क्षमता के लिए माँग काफी कम है इसलिए भारत निवेश के लिए अधिक आकर्षक केन्द्र बन गया है। नया विद्युत अधिनियम 2003 अधिनियमित होने के कारण विद्युत क्षेत्र का उदारीकरण हो गया है तथा भारत सरकार उत्पादन क्षमता एवं पारेषण आधार निर्मित करने में सहायता प्रदान करने के लिए कुछ नीतिगत पहल कर रही है।

विद्युत क्षेत्र के संदर्भ में ऊर्जा सुरक्षा का आशय देश के अन्दर और बाहर विकास के कारण अबाध बिजली आपूर्ति के आश्वासन से है। ईंधन का आयात देश की ऊर्जा सुरक्षा को प्रभावित करने वाले सबसे महत्वपूर्ण कारकों में से एक है। आयातित ईंधन पर निर्भरता घटाने के लिए समवेत प्रयास करने की जरूरत है। इसके लिए विद्युत क्षेत्र तथा अर्थव्यवस्था के अन्य क्षेत्रों के लिए देशज संसाधनों का विकास तथा अधिकतम संभव उपयोग आवश्यक है। तथापि ऐसा देखा गया है कि देशज संसाधनों का मितव्ययी उपयोग यथासंभव सीमा तक पहले से ही हो रहा है तथा केवल माँग एवं पूर्ति के बीच कमी को आयात से पूरा किया जा रहा है। विचार किया जाने वाला एक अन्य कारक यह है कि किफायती ढंग से उपलब्ध देशज संसाधनों से परे, हमारे संसाधनों के और विकास की तुलना में ईंधन का आयात अधिक किफायती हो सकता है यदि संभव हो, अथवा ऐसी प्रौद्योगिकियों या ईंधन स्रोतों का उपयोग अधिक किफायती हो सकता है जिनकी वाणिज्यिक उपयोगिता अभी स्थापित होनी है। इसलिए ऊर्जा सुरक्षा और विद्युत उत्पादन के अर्थ तंत्र के बीच व्यापारिक संबंध स्थापित करने के आवश्यकता है।

#### 13.1 ऊर्जा सुरक्षा को प्रभावित करने वाला वैश्विक परिदृश्य

भारत की बढ़ रही अर्थव्यवस्था, बढ़ती जनसंख्या, उम्र उठता जीवन स्तर तथा सीमित ऊर्जा स्रोत इसकी दीर्घकालीन ऊर्जा सुरक्षा के लिए गंभीर चुनौती पैदा करते हैं। वैश्विक कारक भी हमारे देश की ऊर्जा सुरक्षा से जुड़े पहलुओं को सशक्त रूप में प्रभावित करते हैं।

पहला, एशिया में ऊर्जा की माँग में तेजी से वृद्धि हो रही है। चूँकि दक्षिण, दक्षिण-पूर्व तथा पूर्वी एशिया ऊर्जा के निबल आयातक हैं इसलिए इस बड़े क्षेत्र में घटित होने वाली कोई भी चीज भारत की ऊर्जा सुरक्षा को प्रभावित करती है।

एक महत्वपूर्ण कारक दीर्घकालीन परिवर्तन है जो अन्तर्राष्ट्रीय तेल बाजार में घटित हो रहा है। देश के अन्य भागों में घटते भंडार के मद्देनजर खाड़ी क्षेत्र वर्तमान में तथा भविष्य के लिए भी एक प्रमुख वैश्विक तेल प्रदायक के रूप में उभरा है। इस क्षेत्र से ईंधन के व्यवस्थित एवं नियोजित आयात को बनाए रखने के लिए इस क्षेत्र में स्थिरता आवश्यक है ताकि हमारे देश में ऊर्जा सुरक्षा का सुनिश्चय हो सके।

अनुमान लगाया गया है कि 1990 से 2020 की अवधि के दौरान तेल की माँग और आपूर्ति लगभग चार गुनी हो जाएगी। तथापि देशज उत्पादन में वृद्धि के वर्तमान संकेतों के आधार पर इस अवधि में आयात की मात्रा 1990 के आयात स्तर से आठ गुना हो जाएगी। यह न केवल विभिन्न कारणों से उत्पन्न आपूर्ति में बाधा की संभावना को न्यूनतम करने के लिए स्रोतों की विविधता का सुनिश्चय करने की दृष्टि से ही चुनौती खड़ी करता है अपितु आपूर्ति की लाइफ लाइन को बाधा मुक्त बनाए रखने की दृष्टि से भी चुनौती खड़ी करता है। भारत जैसे तेल के प्रमुख आयातकों के लिए अनेक स्थानों पर आतंकवादी गतिविधियाँ गंभीर खतरा उत्पन्न कर सकती हैं। वस्तुतः विश्व तेल बाजार में घटित होने वाले प्रमुख परिवर्तनों से प्रमुख चिन्ता उत्पन्न होती है। अभी हाल में, इस दशक के शुरु में खाड़ी युद्ध के चलते विश्व बाजार में कीमतों में अचानक वृद्धि हो गई जिसका भारत जैसे प्रमुख तेल आयातक देशों के लिए गंभीर आर्थिक परिणाम हो सकते हैं, यदि इसकी पुनरावृत्ति होगी।

### 13.2 ऊर्जा सुरक्षा के सुदृढीकरण के लिए विकल्प

कोयला, लिग्नाइट, तेल, प्राकृतिक गैस, जल, तरल ईंधन तथा परमाणु ऊर्जा बिजली के वाणिज्यिक स्रोत हैं। कोयला, लिग्नाइट और परमाणु ईंधन के भण्डारों का आर्थिक दृष्टि से व्यवहार्य सीमा तक दोहन हो रहा है। जल शक्यता के अधिकतम संभव दोहन के लिए समवेत प्रयास किए जा रहे हैं। विद्युत के सीमित देशज संसाधनों तथा बिजली की कमी को दूर करने की आवश्यकता के मद्देनजर आयातित ईंधन, कोयला एवं गैस/एलएनजी दोनों का प्रयोग करके ईंधन आवश्यकता में कमी को पूरा किया जा रहा है/पूरा करने का प्रस्ताव है। हालांकि कुछ मामलों में आयातित ईंधन का प्रयोग करके विद्युत उत्पादन मितव्ययी हो सकता है, आयातित ईंधन पर निर्भरता ऊर्जा सुरक्षा के लिए समस्या उत्पन्न कर सकती है। ऊर्जा सुरक्षा बनाए रखने के लिए आवश्यक उपायों का ब्यौरा नीचे दिया गया है:

#### 13.2.1 हाइड्रो कार्बन नीति/ ऊर्जा के देशज संसाधनों का दोहन

ऊर्जा सुरक्षा की चुनौती से निपटने के लिए विभिन्न मंचों पर विचार करने की आवश्यकता है। हाइड्रो कार्बन के उत्पादन के लिए अधिक सार्थक नीति की दिशा में प्रयास ऊर्जा सुरक्षा प्रदान करने में काफी सहायक होंगे। विदेशों में तेल और गैस के भण्डारों का अधिग्रहण तथा ईंधन भण्डारों के विकास में

इक्विटी निवेश भी ऊर्जा सुरक्षा का सुनिश्चय करने में काफी सहायक होंगे। बृहद आर्थिक पहल और कार्रवाई से भी भारत का हित सधेगा। संमिश्र आर्थिक नीति में इस सच्चाई को स्वीकार करना होगा कि भारत में वाणिज्यिक ऊर्जा संसाधनों और खासकर तेल की कमी ऐसा महत्वपूर्ण कारक है जो भारतीय अर्थव्यवस्था के ढाँचे को प्रभावित कर सकता है। परिणामतः, ऊर्जा गहन कार्यकलापों के विस्तार को जारी रखने पर सावधानी पूर्वक विचार करने की आवश्यकता है क्योंकि उनके लिए स्थानीय विनिर्माण के बजाए निर्यात अधिक वांछनीय है। संक्षेप में कहा जाए तो तेल या ऊर्जा का प्रयोग करने वाले उत्पादों से तेल आयात को प्रतिस्थापित करके ऊर्जा सुरक्षा सुनिश्चित की जाएगी।

ऊर्जा प्रतिस्थापन पहलों, जो तेल आयात पर निर्भरता घटाती है तथा देशज ऊर्जा संसाधनों के अधिक प्रयोग का पक्षधर होती हैं, को चुना जाना चाहिए। इनमें से कुछ परिवर्तन स्वाभाविक रूप से होंगे यदि कच्चे तेल तथा तेल उत्पादों की कीमतों से आयात प्रीमियम सम्बद्ध होगा। तथापि इसके लिए ऊर्जा के अन्य रूपों की दक्षता तथा बाजार अनुकूल आपूर्ति आवश्यक होगी। तथापि देश में मौजूद अल्पता के महेनजर ग्रिड सप्लाई की अपर्याप्तता भारी मात्रा में पेट्रोलियम उत्पादों का प्रयोग करने वाली कैप्टिव विद्युत उत्पादन यूनिटों के अधिष्ठापन का मार्ग प्रशस्त करती है। डीजल पम्प सेटों के मामले में भी यह सच है जो ग्रामीण क्षेत्रों, जो आमतौर पर घटिया स्तर की बिजली प्राप्त करते हैं, में वैद्युत पम्प सेटों की तुलना में अधिक मात्रा में प्रयोग में लाए जाते हैं।

### 13.2.2. संस्थानिक पहलें

ऊपर उल्लिखित उच्च स्तर की ऊर्जा सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए स्थूल नीतियों तथा बाजार आधारित लिखतों का कारगर ढंग से प्रयोग किया जाना चाहिए। ऊर्जा क्षेत्र में कारगर निर्णय एवं कार्रवाई के लिए पंचायतों तथा नगर पालिका निकायों की अधिकारिता जैसे संस्थानिक पहलों और नवाचारों की भी आवश्यकता है। ऊर्जा के प्रयोग में सुधार लाने, अपशिष्ट सामग्री को उपयोगी ऊर्जा में बदलने तथा नवीकरणीय ऊर्जा युक्तियाँ अधिष्ठापित करने की दिशा में प्रयास तभी सफल होंगे जब स्थानीय संस्थाएं इस दिशा में परिवर्तन लाने के लिए पूर्ण रूप से सशक्त होंगी। भारत के संविधान में 73वें और 74वें संशोधन ने विकास निर्णयों तथा कार्रवाईयों में स्थानीय संस्थाओं की भागीदारी के लिए

ऊर्जा प्रतिस्थापन पहलों, जो तेल आयात पर निर्भरता घटाती है तथा देशज ऊर्जा संसाधनों के अधिक प्रयोग का पक्षधर होती हैं, को चुना जाना चाहिए। परमाणु ऊर्जा महत्वपूर्ण भूमिका निभा सकती है। सुरक्षा सिद्धांतों के अनुरूप प्रौद्योगिकी नीति तैयार की जाएगी।

औचित्य एवं ढाँचा उपलब्ध कराया। तथापि कारगर कदम उठाने हेतु स्थानीय निकायों को अधिकार प्रदान करने की दृष्टि से बहुत कम अनुवर्ती कार्रवाई की गई है। केन्द्र सरकार तथा राज्य सरकारों को चाहिए कि वे स्थानीय स्तर पर प्राकृतिक संसाधनों के अनुरूप ऊर्जा पथ तैयार करने के लिए स्थानीय संस्थाओं की क्षमता का तत्काल विकास करें। खासकर ग्रामीण क्षेत्रों में बिजली के तर्कसंगत मूल्य

निर्धारण तथा स्थानीय पहलों के माध्यम से तेल और तेल उत्पादों के बढ़ते आयात पर हमारी निर्भरता कम हो सकती है।

### 13.2.3 राजनीतिक पहल

ऊर्जा सुरक्षा काफी हद तक ऊर्जा/ईंधन प्रदायकों, ट्रांजिट देशों तथा प्रतिस्पर्धियों के साथ भारत के संबंध पर निर्भर है। ऊर्जा सुरक्षा एक ऐसा मुद्दा है, जिसके अनिवार्य रूप से भू-राजनीतिक और अंतर्राष्ट्रीय आयाम हैं। भू-राजनीतिक सच्चाइयों द्वारा थोपी गई अड़चनों को देखते हुए हमारे लिए अवसरों की पहचान करना आवश्यक है। विश्व में गैस के सबसे विशाल भण्डार भारत के ईरान जैसे पड़ोसी देशों, मध्य एशिया के देशों, कतर और खाड़ी क्षेत्र के शेष देशों में पाए जाते हैं। यह भी देखा गया है कि इस गैस के लिए सबसे बड़ा बाजार दक्षिण एशिया है। भारत के पूर्व और पश्चिम में स्थित देशों को शामिल करके राजनयिक एवं राजनीतिक पहलों से पाइप लाइनों के माध्यम से प्राकृतिक गैस की बड़े पैमाने पर आपूर्ति सुनिश्चित हो सकती है, जिससे हमें न केवल अधिक आपूर्ति की सुरक्षा प्राप्त होगी अपितु अधिक मात्रा में स्वच्छ ईंधन भी प्राप्त होगा जो पर्यावरणीय दृष्टि से काफी लाभप्रद होगा।

### 13.2.4 प्रौद्योगिकीय विकास

विचार करने वाला एक अन्य मुद्दा सुरक्षा और अन्य बातों के अनुरूप ऊर्जा क्षेत्र कि लिए प्रौद्योगिकी नीति के विकास से संबंधित है। भारत में प्रौद्योगिकी विकास को शेष विश्व में विकास से अलग करके नहीं देखा जा सकता अपितु स्पष्ट रूप में हमारी ऐसी प्राथमिकताएं होनी चाहिए जो हमारी स्थिति के बिल्कुल अनुरूप हों। देश में अनुसंधान एवं विकास कार्यक्रमों की दिशा में आवश्यकतानुसार बल दिए जाने की जरूरत है। अनुसंधान एवं विकास संबंधी इन कार्यक्रमों का मुख्य बल हमारी समस्याओं के विश्लेषण तथा देशज रूप में उनका समाधान ढूँढने पर है। उदाहरणार्थ कोयला गैसीकरण प्रौद्योगिकी के वाणिज्यीकरण, सीबीएम अन्वेषण से भारतीय अर्थव्यवस्था के हर क्षेत्र में देशी कोयले के प्रयोग के नए युग की शुरुआत होगी जिससे आयातित ईंधन पर निर्भरता घटेगी। इसी तरह वाणिज्यिक प्रयोजन के लिए फ्लाई ऐश के प्रयोग से सैकड़ों टन उपयोगी सामग्री उपलब्ध होगी जो देश के निर्माण क्षेत्र में भारी बदलाव ला सकती है। इसी तरह हमारे पास उपलब्ध नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत से परिष्कृत नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकी का विकास होगा जिससे स्थायी रूप में भारत के हितों की पूर्ति होगी। आधुनिक सूचना प्रौद्योगिकी के उद्भव तथा ऊर्जा उत्पादन के विकेन्द्रीकृत रूपों की संभावना से ग्राम आधारित तथा ग्राम केन्द्रित अर्थव्यवस्था के विकास का सपना सच करने का आधार उपलब्ध हो सकता है। विकास के अन्य निर्माण ब्लाकों के माध्यम से देश उच्च स्तर की ऊर्जा सुरक्षा हासिल करने में भी सफल होगा। इसलिए स्पष्ट हो गया है कि ऊर्जा सुरक्षा देश के अन्य भागों में पर्याप्त हाइड्रोकार्बन संसाधनों का पट्टाधिकार, जो वस्तुतः महत्वपूर्ण है, हासिल करने से ही मात्र संबंधित नहीं है अपितु यदि हम वस्तुतः भविष्य में ऊर्जा सुरक्षा चाहते हैं तो देशज विकास के बुनियादी प्रश्नों का उत्तर ढूँढना पड़ेगा।

ग्रामीण मंच पर अपशिष्ट और जैविक ऊर्जा संसाधनों के दोहन से ऊर्जा उत्पादन की विशालत संभावना सृजित हो सकती है। ग्रामीण जनता की आवश्यकता को पूरा करने के लिए इस पहलू को सर्वाधिक



प्राथमिकता देने की जरूरत है। इससे ग्रिड पर कोई और दबाव डाले बिना अपने ही संसाधनों की लागत पर स्थानीय ग्रामीणों की माँग पूरी होगी।

### 13.2.5 परमाणु ऊर्जा उत्पादन

देश में विद्युत उत्पादन के सीमित संसाधनों के मद्देनजर स्थायी विकास को सुनिश्चित करते हुए विद्युत उत्पादन में और ऊर्जा सुरक्षा प्रदान करने में परमाणु बिजली को उत्तरोत्तर महत्वपूर्ण भूमिका निभानी है। आज भारत विश्व के कुछ देशों में से एक तथा विकासशील देशों में एक मात्र ऐसा देश है जिसने यूरेनियम संवर्धन एवं खनन, ईंधन असेंबली निर्माण और भारी जल उत्पादन से लेकर ईंधन पुनर्चक्रण एवं प्लूटोनियम पुनर्चक्रण तक परमाणु बिजली उत्पादन के हर क्षेत्र में आत्मनिर्भरता हासिल कर ली है। परमाणु बिजली तथा ईंधन चक्रण कार्यक्रम के संपूर्ण आयाम में व्यापक देशज सक्षमता हासिल कर ली गई है। इसलिए बेस लोड डिमांड को पूरा करने हेतु जीवाश्म थर्मल उत्पादन के संपूरक के रूप में परमाणु बिजली की भूमिका महत्वपूर्ण है। भारत में यूरेनियम सीमित मात्रा में उपलब्ध है किन्तु यहाँ इसके थोरियम संसाधन का भंडार प्रचुर मात्रा में है। इस विशाल शक्त का न्यायसंगत इस्तेमाल करने के उद्देश्य से तीन चरणीय कार्यक्रम की परिकल्पना की गई है। यह विकास देश को ऊर्जा सुरक्षा प्रदान करने में काफी सहायक होगा।

### 13.3 निष्कर्ष/सिफारिशें

1. हमारा लक्ष्य सर्वाधिक सुरक्षित ढंग से दीर्घकालीन आधार पर विश्वसनीय, वहन करने योग्य तथा पर्यावरण अनुकूल ऊर्जा आपूर्ति सुनिश्चित करना होना चाहिए। सुव्यवस्थित ढंग से इस मुद्दे को हल करने के लिए हमें न केवल राजनीतिक इच्छा शक्ति तथा उद्योग जगत के सहभागियों तथा विशेषज्ञों के सर्वोत्तम प्रयास की जरूरत होगी अपितु इसके लिए एक अनुकूल माहौल की भी जरूरत होगी। सरकार द्वारा व्यापक राष्ट्रीय ऊर्जा नीति तैयार की गई है तथा इस नीति में ऊर्जा सुरक्षा हासिल करने के लिए विस्तृत रणनीति प्रदान की गई है।
2. ऊर्जा सुरक्षा का आशय आयातित ईंधन पर कम निर्भरता से है। इसलिए विद्युत उत्पादन के दौरान अर्थतंत्र और ऊर्जा सुरक्षा के बीच व्यापारिक संबंध स्थापित करने की आवश्यकता है।
3. जीवाश्म ईंधन की बढ़ती माँग से ऊर्जा सुरक्षा संबंधी चिन्ता और बढ़ती है। यद्यपि भारत में विशाल स्थायी कायेला भण्डार है, यहाँ तेल और प्राकृतिक गैस का भण्डार मध्य पूर्व की तुलना में सीमित है। तेल और गैस के देशज उत्पादन में बढ़ोत्तरी के लिए फिलहाल समवेत प्रयास जारी हैं। परमाणु बिजली उत्पादन बढ़ाने के लिए प्रयास किए जाने की आवश्यकता है। तेल और गैस अर्थव्यवस्था की स्थिरता, सुरक्षा और पोषणक्षमता के लिए विज्ञान, अनुसंधान और इंजीनियरिंग प्रौद्योगिकी में पहल महत्वपूर्ण पूर्वापेक्षा है।
4. ऊर्जा प्रयोग की दक्षता में सुधार लाने, अपशिष्ट सामग्री को उपयोगी ऊर्जा में बदलने तथा नवीकरणीय ऊर्जा प्रौद्योगिकियों के क्रियान्वयन के लिए पंचायतों और नगर पालिका निकायों की अधिकारिता जैसी संस्थानिक पहलें तथा नवाचार आवश्यक हैं।

5. घरेलू बाजार में प्रतिस्पर्धा से कम कीमत पर तेल की उपलब्धता में वृद्धि हो सकती है जिससे ऊर्जा सुरक्षा का सुनिश्चय होगा। घरेलू एवं वैश्विक बाजारों में वास्तविक प्रतिस्पर्धा उत्पन्न करने के लिए सेक्टर का पुनर्गठन एक प्रमुख मुद्दा है। विलय और अधिग्रहण के माध्यम से एक या दो बड़ी तेल कंपनियों के सृजन का विकल्प चुना जा सकता है। इससे सौदेबाजी तथा लाभप्रदता की उनकी क्षमता में वृद्धि के लिए बड़े पैमाने पर प्रचालन की क्षमता से वे लैस होंगी।
6. मांग पक्ष एवं आपूर्ति पक्ष दोनों से जुड़े उपायों के माध्यम से ऊर्जा सुरक्षा बढ़ेगी। यद्यपि आपूर्ति पक्ष से जुड़े उपायों का लक्ष्य ऊर्जा उपलब्धता बढ़ाना है, मांग पक्ष से जुड़े उपायों का उद्देश्य ऊर्जा संरक्षण कार्यक्रमों, मांग रोधी उपायों व ईंधन स्विचिंग विकल्पों के माध्यम से मांग में कमी करना है।
7. जल विद्युत उत्पादन में त्वरित विकास का ऊर्जा सुरक्षा में काफी योगदान होगा।
8. परमाणु ऊर्जा एक अन्य संभावित संसाधन है जिसका दोहन दीर्घकालीन ऊर्जा सुरक्षा के लिए करने की आवश्यकता है।
9. देशज समाधान ढूँढने के लिए समस्याग्रस्त क्षेत्रों में अनुसंधान एवं विकास किया जाना चाहिए।

\*\*\*\*\*

## अध्याय 14

### विद्युत क्षेत्र में अनुसंधान और विकास

#### 14.0 प्रस्तावना

विद्युत क्षेत्र बहुत ही प्रौद्योगिकी गहन क्षेत्र है। इसलिए विशेषकर विश्वसनीयता, आपूर्ति की गुणवत्ता, उत्पादन, मारिषण, वितरण में मितव्ययिता तथा विद्युत ऊर्जा के दक्षतापूर्ण इस्तेमाल और विद्युत क्षेत्र के स्थायी विकास के लिए प्रौद्योगिकी स्तरोन्नयन एवं आधुनिकीकरण की भूमिका काफी महत्वपूर्ण है।

देश के विद्युत क्षेत्र के आकार में निरूपित विशाल वृद्धि के मद्देनजर यह निहायत आवश्यक है कि विदेशी सहायता पर निर्भरता घटाने के लिए अनुसंधान एवं विकास पर निवेश किया जाए। बाजार चालित दृष्टिकोण के साथ तथा विद्यमान आर एण्ड डी सक्षमताओं का दोहन करते हुए व्यापक आर एण्ड डी एजेण्डा बुनियादी दृष्टिकोण रहा है। यथासंभव सीमा तक सार्वजनिक/निजी क्षेत्र की आर एण्ड डी सक्षमताओं का भी इस्तेमाल किया जाएगा।

#### 14.1 उदारीकृत माहौल में आर एण्ड डी संस्थाओं की आवश्यकता

उद्योग के उदारीकरण एवं भूमण्डलीकरण के संदर्भ में कुछ क्षेत्रों में ऐसी भावना पनप रही है कि उदारीकरण के कारण प्रौद्योगिकी का आयात करना सरल होगा इसलिए देशज आर एण्ड डी संस्थाओं की भूमिका काफी हद तक समाप्त हो जाएगी। कुछ हद तक यह सही है कि वर्तमान परिवेश में "जानकारी" का आयात त्वरित एवं आसान होगा परन्तु अतीत के हमारे अनुभव यह दर्शाते हैं कि विदेशों से "तकनीकी जानकारी" हासिल करना बहुत कठिन कार्य है विदेशी संगठन अद्यतन प्रौद्योगिकी का हस्तांतरण करने के प्रति अनिच्छुक होते हैं और अगर वे ऐसा करते भी हैं तो इसकी वे मनमानी कीमत वसूलते हैं। तथापि देश के आर एण्ड डी क्षितिज का विस्तार करने हेतु विदेशी प्रयोगशालाओं के साथ संयुक्त रूप से आर एण्ड डी प्रयास के लिए भारतीय प्रयोगशालाओं को प्रोत्साहित किया जाएगा।

उच्च प्रौद्योगिकी के क्षेत्र में होने वाली तरक्की को समाहित करने के लिए देशज आर एण्ड डी आधार आवश्यक है ताकि अपने परिवेश में उसका प्रयोग करते समय उसमें निहित विभिन्न प्रौद्योगिकियों को समझना संभव हो सके। यह भी देखा गया है कि आर एण्ड डी आधार के सृजन से काफी कम लागत पर उच्च प्रौद्योगिकी हासिल करने में मदद मिलती है।

#### 14.2 विद्युत क्षेत्र में आर एण्ड डी सुविधाएं

इस समय विद्युत क्षेत्र में आर एण्ड डी क्रियाकलाप बहुत संगठित एवं समन्वित ढंग से संपन्न नहीं किए जा रहे हैं। अपनी प्रणाली को बनाए रखने के लिए वर्तमान समस्याओं का समाधान ढूँढने हेतु एनटीपीसी, भेल, सीबीआईपी, पावर ग्रिड आदि जैसे कुछेक संगठन अलग-अलग आर एण्ड डी से

संबंधित कार्य करते हैं। सीपीआरआई, ईआरडीए, आईआईटी, सीएसआईआर, सीएडीसी आदि जैसे अनुसंधान संगठन समाधान ढूँढने के लिए अनुसंधान करते तो हैं पर यह उसी सीमा तक सीमित है जिस सीमा तक कंपनियों एवं उद्योग द्वारा उनको सहयोग प्रदान किया जाता है। समन्वित ढंग से आर एण्ड डी क्रियाकलापों को संगठित करने की आवश्यकता महसूस की जा रही है और तदनुसार सीईए के अध्यक्ष की अध्यक्षता में अनुसंधान एवं विकास संबंधी स्थायी समिति, जिसका उल्लेख परवर्ती पैराओं में किया गया है, का गठन करने के लिए सरकार द्वारा पहल की गई।

### 14.3 आर एण्ड डी संबंधी स्थायी समिति

14.3.1 विद्युत मंत्रालय ने विद्युत क्षेत्र के वास्ते 15 वर्ष के लिए संदर्शी अनुसंधान एवं विकास योजना तैयार करने के उद्देश्य से अनुसंधान और विकास संबंधी स्थायी समिति का गठन किया। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के अध्यक्ष को इस समिति का अध्यक्ष नियुक्त किया गया तथा सीईए एवं विद्युत क्षेत्र के अनेक पीएसयू से इसके सदस्य लिए गए और सीपीआरआई के महानिदेशक को इसका संयोजक सदस्य बनाया गया।

14.3.2 स्थायी समिति द्वारा गठित विभिन्न कार्य बलों द्वारा प्रदत्त निवेदों पर विचार-विमर्श के माध्यम से स्थायी समिति ने अपनी रिपोर्ट में उत्पादन, पारेषण एवं वितरण के क्षेत्र में आर एण्ड डी के महत्वपूर्ण क्षेत्रों की पहचान की। समिति द्वारा तैयार की गई संदर्शी योजना में विद्युत क्षेत्र के विभिन्न उप क्षेत्रों में प्रौद्योगिकी संबंधी अन्तरालों को पाटने के लिए अपेक्षित आर एण्ड डी आवश्यकताओं की पहचान की गई है। अनुसंधान की तात्कालिकता को अल्पकालीन (यानि 5 वर्ष) मध्यावधि (यानि 10 वर्ष) और दीर्घकालीन (यानी 15 वर्ष) के रूप में वर्गीकृत किया गया है।

### 14.3.3 राष्ट्रीय संदर्शी योजना के लिए वित्तीय आवश्यकता

क) राष्ट्रीय संदर्शी योजना में 15 वर्षों के लिए 3000 करोड़ रुपए की वित्तीय आवश्यकता का उल्लेख है जिसका ब्यौरा नीचे दिया गया है:

क्र.सं.	कार्यकलाप	राशि (करोड़ रु. में)	
1.	ताप विद्युत उत्पादन	1200	प्रथम 5 वर्ष: 1175 करोड़ रु. परवर्ती 5 वर्ष 1075 करोड़ रु. अन्तिम 5 वर्ष : 750 करोड़ रु कुल (15 वर्ष के लिए): 3000 करोड़ रु
2.	जल विद्युत उत्पादन	300	
3.	परमाणु विद्युत उत्पादन	100	
4.	नवीकरणीय स्रोत	200	
5.	पारेषण	700	
6.	वितरण	430	
7.	मानव संसाधन विकास	20	
8.	अवसंरचनात्मक विकास	50	
	कुल	3000	

#### 14.3.4 आर एण्ड डी परियोजनाओं पर कार्य योजना का क्रियान्वयन

विभिन्न स्तरों अर्थात् एजेंसियों, शैक्षिक संस्थाओं, अनुसंधान संस्थाओं, उद्योगों और कंपनियों के स्तर पर एक सामान्य कार्य संरचना उपलब्ध कराने के लिए प्राथमिकता वाले आर एण्ड डी क्षेत्रों के संबंध में तदनन्तर एक कार्य योजना तैयार की गई। प्राथमिकता वाले आर एण्ड डी क्षेत्रों से प्राथमिकतापूर्ण अनुसंधान परियोजनाएं चुनी गईं जिन्हें दो से चार वर्षों में लाभ हासिल करने के लिए प्राथमिकता के आधार पर शुरू किया जा सकता है। प्राथमिकता वाली प्रत्येक अनुसंधान परियोजना के लिए अभिचिन्हित रहनुमा एजेंसियों द्वारा विस्तृत प्रस्ताव तैयार किए गए हैं जिनमें मोटे तौर पर उद्देश्य, दायरा, क्रियाकलाप/कार्य, प्रविधि, समय सीमा, व्युत्पन्न लाभ तथा लागत लाभ प्रभाव का उल्लेख है। कार्य बलों ने आर एण्ड डी संबंधी स्थायी समिति के विचारार्थ विभिन्न रहनुमा एजेंसियों द्वारा 23 परियोजनाओं की सिफारिश की। सितम्बर 2005 में आयोजित अपनी 10वीं बैठक में स्थायी समिति ने प्रौद्योगिकी विकास के आलोक में इन परियोजनाओं की समीक्षा की तथा शुरू में निधियन के लिए 8 परियोजनाओं की सिफारिश की। नवम्बर 2006 में आयोजित अपनी बैठक में स्थायी समिति ने लगभग 17 करोड़ रु. की परिकल्पित वित्तीय आवश्यकता के साथ 6 परियोजनाओं के लिए वित्तीय अनुमोदन प्रदान किया। इन आर एण्ड डी परियोजनाओं को संचालित करने के लिए वित्तीय प्रावधान सीपीआरआई की वित्तीय आवश्यकता में शामिल हैं जिसका ब्यौरा परवर्ती पैरा में दिया गया है।

#### 14.4 ग्यारहवीं पंचवर्षीय योजना के लिए केन्द्रीय कंपनियों द्वारा अभिचिन्हित आर एण्ड डी परियोजनाएं

समिति ने 11वीं पंचवर्षीय योजना अवधि के वास्ते आर एण्ड डी योजना का पता लगाने के लिए एनटीपीसी, भेल, पीजीसीआईएल, सीएसआईआर के साथ विचार-विमर्श किया। केन्द्रीय क्षेत्र की यूनिटों अर्थात् एनटीपीसी, भेल, पीजीसीआईएल, सीएसआईआर द्वारा अभिचिन्हित परियोजनाओं की सूची नीचे दी गई है:

##### 14.4.1 एनटीपीसी ने अन्तर्गृह अनुसंधान के लिए कुछ परियोजनाओं की पहचान की है जिसमें वे बार्क, सीपीआरआई, सीएसआईआर जैसे अन्य अनुसंधान संस्थानों तथा अन्य परामर्शन कार्यालयों को शामिल करेंगे। एनटीपीसी द्वारा अभिचिन्हित परियोजनाओं की सूची नीचे दी गई है:

1. 200 मेगावाट यूनिट के लिए ईंधन गैस ऊष्मा-बराबरदगी प्रणाली का विकास।
2. आईजीसीसी प्रौद्योगिकी प्रदर्शन परियोजना।
3. आटोमेटेड बायलर ट्यूब इन्सपेक्शन सिस्टम (रोबोटिक्स अप्लीकेशन) का विकास।
4. विद्युत ट्रांसफार्मरों की स्थिति की आन लाइन मॉनिटरिंग।
5. नेचुरल ड्राफ्ट कूलिंग टॉवर असिस्टेड फ्यूएल गैस डिस्पार्शन की मॉडलिंग एवं डिजाइन।
6. उपयुक्त कैपिसिटी सोलर (थर्मल) के लिए प्रौद्योगिकी प्रदर्शन।
7. 10 किलोवाट के स्टर्लिंग इंजन पर आधारित टीडीपी का विकास जो वितरित उत्पादन के लिए उपयुक्त हो।

**14.4.2 पावर ग्रिड ने भी अनुसंधान के लिए अनेक परियोजनाओं की पहचान की है जिनका ब्यौरा नीचे दिया गया है:**

1. एमईआर से एनआर तक 6000 मेगावाट बिजली के स्थानान्तरण के लिए +/- 800 केवी एचवीडीसी प्रणाली के लिए प्रौद्योगिकी विकास
2. नेशनल रिमोट सेसिंग एजेंसी (एनआरएसएआर) के साथ एयर बॉर्न लेसर टेरेन (एएटीएम) का प्रयोग करके हवाई मार्ग का सर्वेक्षण
3. हाई सर्ज इंफीडेंस लोडिंग लाइन (एचएसआईएल)-400 केवी पूर्णिया-बिहार शरीफ डी/सी का विकास
4. 400केवी स्तर पर फाल्ट करेंट लिमिटर का विकास
5. पोलिमर इनसुलेटर का देशजकरण
6. ट्रांसफार्मर के लिए उपयुक्त तेल का विनिर्देशन
7. इंटेलीजेंट ग्रिड
8. कनवर्टर ट्रांसफार्मर की डिजाइन
9. कनवर्टर ट्रांसफार्मर रहित एचवीडीसी प्रणाली का विकास
10. 1000/1200 केवी ईएचवीएसी का विकास
11. पारेषण प्रणाली के अवशेष जीवनकाल का आकलन
12. जीआईएस का देशज विकास
13. रीयल टाइम डिजिटल सिमुलेटर और अध्ययन
14. 320/420 केवी एसी तथा एचवीडीसी जैसे उच्च क्षमता वाले इनसुलेटरों का देशज विकास
15. 400 केवी की कम्पैक्ट लाइन का विकास
16. लाइटनिंग मैपिंग

**14.4.3 भेल ने उत्पादन, वितरण और पारेषण में कुछ विस्तृत आधार वाली परियोजनाओं की पहचान की है जिसका ब्यौरा नीचे दिया गया है:**

1. स्वच्छ कोयला प्रौद्योगिकी
2. सुपर क्रिटिकल बायलर
3. अल्ट्रा हाई वोल्टेज इक्विपमेंट
4. आईजीबीटी आधारित ड्राइव और कंट्रोल

**14.4.4 सीएसआईआर जो बुनियादी और अनुप्रयुक्त अनुसंधान भी करता है, की प्रयोगशालाओं ने 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए विद्युत क्षेत्र से संबंधित निम्नलिखित अनुसंधान कार्यक्रमों की पहचान की है:**

1. फोटो वाल्टैक्स तथा अन्य सौर ऊर्जा अनुप्रयोगों पर अनुसंधान एवं विकास (एनपीएल, नई दिल्ली)
2. स्वच्छ एवं हरित पर्यावरण के लिए ऊर्जा (सीईसीआरआई, कराईकुडी)
3. जैव ऊर्जा प्रौद्योगिकी: जैव डीजल के लिए जट्रोफा करकास की रणनीति का विकास (एनबीआरआई)
4. ईंधन के लिए गैस से तरल में विकास की प्रक्रिया (एनसीएल)

5. हाइड्रोजन इकोनॉमी इनीसिएटिव (एनसीएल, पूर्ण)
6. हाइड्रोकार्बन से तरल के संश्लेषण के लिए कोयले से तरल के विकास की प्रौद्योगिकी (सीफआरआई, धनबाद)
7. स्वच्छ कोयला पहल के लिए उपयुक्त साझी रणनीति का विकास (सीएमआरआई, धनबाद)
8. भारत में भूमिगत कोयला गैसीकरण और आईजीसीसी प्रौद्योगिकी का विकास (सीएमआरआई, धनबाद)

#### 14.5 सीपीआरआई के लिए आर एण्ड डी परियोजना प्रावधान तथा परीक्षण सुविधाएं

सीपीआरआई, बंगलौर विभिन्न अन्तर्गृह एवं सहयोगी अनुसंधान कार्य करेगा। इन कार्यों को अंजाम देने तथा समर्थकारी अवसरचना के साथ विश्वस्तरीय परीक्षण प्रयोगशालाओं के विकास के लिए 11वीं पंचवर्षीय योजना के आवंटन में 761 करोड़ रु. की राशि उपलब्ध कराई जानी है। प्रस्तावित वित्तीय आवश्यकता का ब्यौरा नीचे दिया गया है:

क	डीइलेक्ट्रिक मैटेरियल, नैदानिक परीक्षण एवं सिमुलेशन तकनीकों पर निवेश	25.80 करोड़ रु.
ख	आर एण्ड डी परियोजनाएं (अन्तर्गृह, आरएसओपी और राष्ट्रीय विद्युत योजना	61.20 करोड़ रु.
ग	400 केवी के ब्रेकरों आदि के परीक्षण के लिए प्रयोगशाला स्तरोन्नयन हेतु सुविधा अभिवृद्धि	94.00 करोड़ रु.
घ	10वीं पंचवर्षीय योजना से फिसलने वाली योजनाओं पर व्यय	36.00 करोड़ रु.
ङ	हाई पावर टेस्ट फेसिलिटी एडिशन तथा सीपीआरआई में नई सुविधाओं का सृजन	514.00 करोड़ रु.
च	हैदराबाद में अल्ट्रा हाई वोल्टेज टेस्ट फेसिलिटी का स्तरोन्नयन	30.00 करोड़ रु.
कुल		761.00 करोड़ रु.

#### 14.6 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निष्पादित करने के लिए अभिचिन्हित आर एण्ड डी परियोजनाएं

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निष्पादित करने के लिए अनेक आर एण्ड डी परियोजनाएं/क्षेत्र अभिचिन्हित किए गए हैं। इन परियोजनाओं का ब्यौरा अनुबंध 14.1 में दिया गया है। इन परियोजनाओं को निष्पादित करने के लिए अपेक्षित धनराशि की मात्रा 452.5 करोड़ रुपए है। इन परियोजनाओं को निष्पादित करने वाली एजेंसियां अभी तक अभिचिन्हित नहीं हुई हैं।

**14.7 11वीं पंचवर्षीय योजना के लिए आर एण्ड डी बजट**

11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान आर एण्ड डी के लिए 1213.50 करोड़ रु. की आवश्यकता होगी जिसका ब्यौरा नीचे दिया गया है:

क्र.सं.	मद	बजट (करोड़ रु. में)
1	ताप एवं जल विद्युत उत्पादन, ईंधन एवं पर्यावरण संबंधी आर एण्ड डी	158.50
2	संवितरित उत्पादन-आर एण्ड डी और प्रदर्शन	75.00
3	विद्युत क्षेत्र के लिए नानो सामग्री का अनुप्रयोग	100.00
4	पारेषण	70.00
5	वितरण	25.00
6	अभी तक अभिचिन्हित न की गई नई परियोजनाएं	24.00
7	सीपीआरआई (ब्यौरा पैरा 14.5 में)	761.00
	<b>कुल</b>	<b>1213.50</b>

**14.8 निष्कर्ष**

देश में उपलब्ध उच्च स्तर की अनुभवी, वैज्ञानिक और तकनीकी प्रतिभा के आधार पर केन्द्र सरकार के उपयुक्त एवं समय पर प्रतिबद्ध समर्थन से लक्ष्य निश्चित रूप से ही प्राप्ति योग्य हैं। बहुत अधिक पारेषण एवं वितरण क्षति, प्रचालन के अयोग्य वोल्टता एवं फ्रिक्वेंसी तथा उपस्करों की विफलता एवं सिस्टम के निष्क्रिय हो जाने के कारण अक्सर आउटेज की विद्यमान समस्याओं को हल करने की रणनीतियां बनानी होंगी। अगले दशक में विद्युत क्षेत्र के लिए नियोजित तथा उसके अगले दशक के लिए परिकल्पित असीमित विकास को देखते हुए विद्युत क्षेत्र की आर एण्ड डी संस्थाएं विशेष परीक्षण तकनीकों के विकास, जटिल प्रणाली अध्ययनों के निष्पादन, क्षेत्र डाटा के अधिग्रहण एवं विश्लेषण, नेटवर्क समस्या के निवारण, विशेषज्ञ परामर्श उपलब्ध कराने, विशेषज्ञ ज्ञान के प्रसार, अन्तर्राष्ट्रीय मानक गतिविधियों में भागीदारी आदि में योगदान करेंगी। इसका विद्युत क्षेत्र के तकनीकी और आर्थिक पहलुओं पर काफी महत्वपूर्ण असर भड़ सकता है।

देश में आर एण्ड डी सुविधाएं विकसित करने की तत्काल आवश्यकता है। विद्युत क्षेत्र के निष्पादन में सुधार लाने वाले उपायों की सूची तैयार की गई है तथा बल दिए जाने वाले विशिष्ट क्षेत्रों जिनमें आर एण्ड डी कार्यकलाप की आवश्यकता है, की पहचान की गई है। कतिपय प्रायोगिक और विकास परियोजनाएं शुरू की गई हैं, जबकि बल दिए जाने वाले प्रमुख क्षेत्रों के संबंध में कार्रवाई को गति प्रदान करने की आवश्यकता है।

\*\*\*\*\*



## अनुबंध 14.1

## 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान निष्पादन के लिए अभिचिन्हित आर एण्ड डी परियोजनाएं/क्षेत्र

क्र. सं.	परियोजना की परिभाषा	क्षेत्र	परियोजना की अवधि	बजट (करोड़ रु. में)
	ताप विद्युत उत्पादन:			
1	उत्पादन प्रौद्योगिकी, ईंधन और पर्यावरण			
2	राख के माप तौल में ऑन लाइन ईंधन की कैलोरी मान एवं अनजले कार्बन के लिए सेंसर प्रणाली का विकास (5 यूनिटों में प्रयुक्त)	ताप विद्युत उत्पादन	अल्पकालीन	3
3	न्यूट्रान सक्रियकरण तकनीकों के माध्यम से स्टीम जनरेटर कंडीशन असेसमेंट मॉडल	ताप विद्युत उत्पादन	दीर्घकालीन	20
4.	एलपी एग्जास्ट स्कीम/सोलर हीट स्रोत से विलवणीकरण प्रौद्योगिकी का विकास (10 घन मीटर प्रति घंटा)	ताप विद्युत उत्पादन	अल्पकालीन	16
5	उन्नत आरएलए प्रविधि (रोबोट आधारित क्षरण मापन प्रणाली-फेज्ड ऐरे अल्ट्रासोनिक तकनीक-हाइड्रोजन एम्बिटलमेंट-रिमोट रेडी करेंट तकनीक-टेम्पर एम्बिटलमेंट ऑफ रोटरर्स इलेक्ट्रोमैग्नेटिक एकोस्टिक ट्रांसड्यूसर्स फॉर बायलर इंस्पेक्शन)	ताप विद्युत उत्पादन	दीर्घकालीन	25
	जल विद्युत उत्पादन:			
6	उपयुक्त स्थिरीकरण प्रौद्योगिकी से बड़े आकार के कैवर्न की खुदाई	जल विद्युत उत्पादन	अल्पकालीन	1.5
7	सॉफ्ट रॉक टनलिंग	जल विद्युत उत्पादन	अल्पकालीन	1.5
8	नदी अन्तःप्रवाह/डिस्चार्ज मापन, बाढ़ की भविष्यवाणी आदि में जीआईएस/जीपीएस का अनुप्रयोग	जल विद्युत उत्पादन	अल्पकालीन	1.5
	ईंधन:			
9	पीएफवी गैसीकरण में राख में अनजले कार्बन का प्रयोग करने के लिए दहन मॉडलिंग और प्रौद्योगिकी	ईंधन		वर्धमान
10	बायोमास फायर्ड बायलर के लिए मल्टीपल फीड कंडीशनिंग सिस्टम का विकास	ईंधन	अल्पकालीन	2

क्र. सं.	परियोजना की परिभाषा	क्षेत्र	परियोजना की अवधि	बजट (करोड़ रु. में)
11	एडवांस्ड सर्कुलेटिंग प्रेसराइज्ड फ्लूडाइज्ड बेड गैसीफायर	ईंधन	दीर्घकालीन	10
	पर्यावरण:			
12	इलेक्ट्रान बीम के माध्यम से एनई हाई सल्फर कोल के लिए ईंधन गैस विसल्फरीकरण प्रणाली का प्रौद्योगिकी विकास (SO <sub>2</sub> से SO <sub>3</sub> में परिवर्तन)	पर्यावरण	अल्पकालीन	6
13	बेसाल्ट और परतदार चट्टान जैसे भू-भौतिकी संरचनाओं में कार्बनडाई ऑक्साइड का भंडारण	पर्यावरण	दीर्घकालीन	15
14	मूल्य संवर्धित उत्पाद प्रौद्योगिकी प्रदर्शन और फ्लायैश ऐश के उपयोग के लिए 6 उत्पादन केन्द्र (उत्पादन प्रौद्योगिकी, अद्यतन संयंत्र और मशीनरी, फ्लायैश ऐश लाभप्रदता स्कीम, गुणवत्ता आश्वासन उपाय)	पर्यावरण	दीर्घकालीन	20
15	सल्फर आक्सीजन हेलाइड और नाइट्रोजन आक्सीजन हेलाइड के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रौद्योगिकी	पर्यावरण	अल्पकालीन	3
	नवीकरणीय ऊर्जा:			
16	डायरेक्ट अल्कोहल/पॉलीमर इलेक्ट्रोलाइट फ्यूल सेल प्लांट का प्रदर्शन (5 किलोवाट/2 किलोवाट) तथा डीपकोल बेनीफिसिएशन तथा अल्ट्रा सुपर क्रिटिकल प्रौद्योगिकी पर अन्वेषणात्मक कार्य	नवीकरणीय ऊर्जा	अल्पकालीन	3
17	एक आदर्श गाँव के ग्रामीण विद्युतीकरण के लिए एलईडी लाइटिंग का प्रदर्शन	नवीकरणीय ऊर्जा	अल्पकालीन	1
18	हाइब्रिड कार्बनिक/अकार्बनिक प्रणाली का प्रयोग करने वाले हाइड्रोजन, मिथेन के उत्पादन के लिए सोलर बायो फोटो वाल्टेयिक सेल्स	नवीकरणीय ऊर्जा	दीर्घकालीन	10
	वर्धमान भूतापीय विद्युत उत्पादन प्रौद्योगिकी का विकास	नवीकरणीय ऊर्जा	दीर्घकालीन	1
20	संवितरित उत्पादन	संवितरित उत्पादन	दीर्घकालीन	75.00
21	विद्युत क्षेत्र के लिए नैनो सामग्री का अनुप्रयोग	सामग्री	दीर्घकालीन	100.00
	पारेषण:			
22	ग्रिड संरक्षण एवं नियंत्रण के लिए वाइड एरिया मेजरमेंट	पारेषण	दीर्घकालीन	10
23	स्काडा के लिए परीक्षण एवं सिमुलेशन प्रयोगशाला (आईईई 61850 का अनुसरण करते हुए) तथा प्रदर्शन परियोजनाएँ	पारेषण	अल्पकालीन	7.5

क्र. सं.	परियोजना की परिभाषा	क्षेत्र	परियोजना की अवधि	बजट (करोड़ रु. में)
24	बिफलता की शीघ्र चेतावनी प्राप्त करने के लिए उपकेन्द्र के उपकरणों (जैसे ट्रांसफार्मर, ब्रेकर, सीटी आदि) के लिए ऑन लाइन मॉनीटरिंग प्रणाली का विकास	पारेषण	अल्पकालीन	4
25	पारेषण के लिए उन्नत विद्युत इलेक्ट्रानिक प्रौद्योगिकियाँ	पारेषण	दीर्घकालीन	48.5
	वितरण:			
26	विभिन्न संवितरित ऊर्जा संसाधनों का प्रयोग करके एसी/डीसी माइक्रो ग्रिड प्रदर्शन, ऊर्जा भण्डारण प्रणाली, संचार प्रणाली, एएमआर, एचवीडीसी लाइट, डीवीआर, स्टैटकॉम आदि	वितरण	दीर्घकालीन	20
27	संवेदनशील लोडों की विश्वसनीयता में सुधार के लिए ऊर्जा भण्डारण योजनाएँ	वितरण	अल्पकालीन	5

नोट: ऊपर सूचीबद्ध परियोजनाओं के अलावा, निकट भविष्य में किसी प्रौद्योगिकीय तरक्की के चलते अभिचिन्हित की जाने वाली परियोजनाओं के लिए 24 करोड़ रुपए की वित्तीय आवश्यकता की परिकल्पना की गई है।

## अध्याय 15

## विद्युत क्षेत्र हेतु मानव संसाधन विकास

## 15.0 भूमिका

विद्युत आपूर्ति उद्योग का उद्देश्य कम लागत पर अच्छी गुणवत्ता और ठीक मात्रा में बिजली का उत्पादन करना एवं उसकी आपूर्ति आवश्यकतानुसार यत्र-तत्र उपभोक्ताओं को कुशलतापूर्वक करना है। इस कार्य में विद्युत संयुक्तों, उपकरणों, ट्रांसमिशन एवं वितरण नेटवर्क, ऊर्जा विक्रय व राजस्व वसूली, कार्मिक एवं वित्त प्रबंधन आदि की आयोजना, डिजाइन, इंजीनियरी, प्रापण, उठाई-धराई एवं भण्डारण, विनिर्माण, प्रवर्तन, प्रचालन और अनुस्क्षण शामिल हैं।

मौजूदा वित्तीय संसाधनों की दिक्कतों को देखते हुए और आर्थिक उदासीकरण, वैश्वीकरण और साथ ही निजी भागीदारी के लिए विद्युत क्षेत्र के द्वार खोलने पर सरकार के जोर के मद्देनजर, भारतीय विद्युत क्षेत्र अधिकाधिक उत्पादकता, कुशलता और कारगरता हासिल करने के लिए भरसक प्रयास कर रहा है।

## 15.1 प्रशिक्षण की आवश्यकता

विद्युत आपूर्ति उद्योग में अत्यधिक पूँजी लगती है और बहुत ज्यादा जनशक्ति का नियोजन किया जाता है। मौजूदा विद्युत परिदृश्य में एक बहुत व्यापक एवं व्यावहारिक दृष्टिकोण की जरूरत है ताकि बहुमूल्य मानव संसाधनों को आकर्षित किया जा सके, उनका प्रयोग, विकास और संरक्षण किया जा सके। प्रशिक्षण मानव संसाधन विकास का महत्वपूर्ण पहलू है।

तकनीकी रूप से प्रशिक्षित जनशक्ति की उपर्युक्त कार्यों के लिए प्रत्येक स्तर पर आवश्यकता होती है तथा, जैसा कि पहले चर्चा की गई है, प्रौद्योगिकी के तीव्र विकास से विद्युत आपूर्ति उद्योग प्रत्येक क्षेत्र में ज्यादा से ज्यादा अत्याधुनिक बनता जा रहा है, जिसके लिए विशेषतः कुशल इंजीनियरों, पर्यवेक्षकों, कारीगरों और प्रबंधकों आदि की जरूरत होती है। पर्यावरणीय अपकर्ष एवं पारम्परिक ऊर्जा स्रोतों की कमी के प्रति बढ़ती चिंता ने बिजली उत्पादन का कार्य और ज्यादा चुनौतीपूर्ण बना दिया है और इसलिए जनशक्ति का गुणवत्ता स्तर नितांत अनिवार्य बनता जा रहा है। इंजीनियरिंग कालेज, पॉलिटेक्निक, औद्योगिक प्रशिक्षण संस्थान और अन्य तकनीकी संस्थान बुनियादी नींव तो प्रदान करते ही हैं, किन्तु किसी विशेष महत्व के कार्य में व्यावसायिक सफलता पाने के लिए अनुप्रयुक्त इंजीनियरी हुनर की भी आवश्यकता होती है। विद्युत क्षेत्र में प्रयुक्त प्रौद्योगिकियाँ सदैव उत्तरोत्तर व तेजी से विकसित होती हैं व बदलती हैं, जिसके अनुकूल हुनर व जानकारी को भी अद्यतन करना होता है क्योंकि हुनर एवं ज्ञान विशेष पुरानी प्रौद्योगिकी के साथ-साथ पुराना हो जाता है। यह देखा गया है कि ज्यादा अत्याधुनिक प्रौद्योगिकी और स्वचालीकरण के प्रयोग के कारण मानव/एम डब्ल्यू अनुपात में कमी हो रही है। थर्मल सेक्टर में मानव/मेगावाट: छठी योजना में 4.71 था जो नौवीं योजना में कम होकर 2.0 रह गया और आशा है कि आगामी योजनाओं में यह अनुपात और कम हो जाएगा। यही प्रवृत्ति

पनबिजली क्षेत्र (हाइड्रो पावर सेक्टर) में रही है जहाँ छठी योजना में मानव/एम डब्ल्यू अनुपात 6.04 था जो नौवीं योजना में घट कर 2.0 रह गया तथा इसके आगामी योजनाओं में और घटने की आशा है। इससे प्रत्येक व्यक्ति के बढ़ते हुए महत्व का पता चलता है। साथ ही, यह भी उल्लेखनीय है कि विद्युत क्षेत्र उद्योग में अत्यधिक पूँजी लगती है। पिछले दशकों में विद्युत संयंत्र लगाने की लागत तीन से चार गुना बढ़ी है। इसलिए यह आवश्यक है कि संयंत्रों और उपकरणों का प्रचालन बड़ी सावधानी व कुशलतापूर्वक किया जाए ताकि उत्पादन लागत कम-से-कम आए।

राज्य विद्युत विनियामक आयोग (एसईआरसी) की स्थापना करने के लिए अधिकांश राज्य बिजली बोर्डों (एसईबी) द्वारा की गई पहल से भारतीय विद्युत क्षेत्र में सुधारों ने ज़ोर पकड़ा है। इन सुधारों से भारतीय विद्युत आपूर्ति उद्योग के उस कार्यकरण में बदलाव आया जो पिछले चार दशकों से लागू था और पदानुक्रम के विभिन्न स्तरों में तकनीकी/प्रबंधकीय कार्मिकों की भूमिकाओं में आमूलचूल परिवर्तन आया। चूँकि विद्युत क्षेत्र सुधारों में अनेक जटिल एवं पेचीदा मुद्दे शामिल हैं, अतः इस कार्य में शामिल लोगों को ज्ञान व हुनर के संदर्भ में विशिष्ट जानकारी की आवश्यकता होगी ताकि वे अपनी बदली हुई भूमिका को प्रभावशाली ढंग से निभा सकें।

उपर्युक्त उद्देश्यों की प्राप्ति के लिए यह बहुत आवश्यक है कि आगामी योजनाओं में (मानव/एम डब्ल्यू संबंधी कल्पित मानदण्डों तथा क्षमता वृद्धि कार्यक्रमों के आधार पर) विद्युत क्षेत्र में कार्यरत जनशक्ति और इस बारे में भावी प्रवृत्तियों का जायजा लिया जाए, ताकि भविष्य के वास्ते महत्वपूर्ण, अनिवार्य और याँछनीय प्रशिक्षण गतिविधियों के लिए अत्यावश्यक व ध्यान देने योग्य क्षेत्रों की शिनाख्त की योजना समुचित ढंग से बनाई जा सके।

#### 15.2 विद्युत क्षेत्र में मौजूदा प्रशिक्षण सुविधाएँ

प्रशिक्षण की आवश्यकता बुनियादी रूप से नई भर्ती को अपेक्षित हुनर सिखाने और सेवारत कार्मिकों का ज्ञान एवं हुनर समय-समय पर अद्यतन बनाने के लिए होती है ताकि उन्हें नवीनतम प्रौद्योगिकी तथा नव-परिवर्तनों से अवगत करवा जा सके।

विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 73 के अनुसार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, विद्युत उद्योग से

नई भर्तियों के लिए अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण, मौजूदा कर्मचारियों को पुनश्चर्चा/प्रगत प्रशिक्षण और प्रबंधकों को प्रबंधन प्रशिक्षण की आवश्यकता समझी गई

जुड़े व्यक्तियों के हुनर में निखार लाने के लिए संवर्द्धनात्मक उपाय करने के लिए उत्तरदायी है।

अधिनियम में उपर्युक्त उपबंध के अनुसरण में और प्रशिक्षण के अपेक्षित स्तर को सुनिश्चित करने के लिए, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ने प्रशिक्षण संस्थानों की स्थापना करने के लिए और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से मान्यता प्राप्त करने संबंधी प्रक्रियात्मक अपेक्षाओं हेतु दिशा-निर्देश और मानदण्ड जारी किए थे। तदनुसार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, राज्य/केन्द्रीय/निजी क्षेत्र में स्थापित ऐसे प्रशिक्षण संस्थानों का निरीक्षण नियमित रूप से कर रहा है।

## 15.2.1 नाभिकीय विद्युत कार्मिक हेतु प्रशिक्षण

कड़ी सुरक्षा अपेक्षाओं और अन्य राष्ट्रीय एवं अंतर्राष्ट्रीय विनियमों के कारण, नाभिकीय विद्युत क्षेत्र में कार्यरत प्रत्येक कर्मचारी को अति विशिष्ट प्रशिक्षण दिया जाता है। बहु-विषयक आवश्यकताओं की पूर्ति के लिए, परमाणु ऊर्जा विभाग ने आरएपीएस, एमएपीएस और बीएआरसी प्रशिक्षण स्कूल स्थित सुस्थापित नाभिकीय प्रशिक्षण केन्द्र (एनटीसी) में व्यावसायिकों और गैर-व्यावसायिकों दोनों के लिए आन्तरिक (इन-हाउस) प्रशिक्षण सुविधाओं की व्यवस्था की है।

परमाणु ऊर्जा विभाग ने अपने कर्मचारियों को विशिष्ट प्रशिक्षण देने के लिए 235 मेगावाट नाभिकीय विद्युत संयंत्र सिम्युलेटर (आरएपीएस-I के बाद मॉडल किया गया) भी स्थापित किया है।

प्रशिक्षण पाठ्यक्रम की प्रत्येक वर्ष बारीकी से पुनरीक्षा की जाती है और उत्पादन संयंत्रों एवं प्रौद्योगिकी में परिवर्तनों से प्राप्त फीड-बैक के आधार पर उन्नयन और अद्यतन दोनों कार्य किए जाते हैं।

नाभिकीय विद्युत निगम, प्रशिक्षण संस्थानों की आवश्यकता की दृष्टि से आत्मनिर्भर है।

## 15.3 प्रशिक्षण नीति

प्रशिक्षण की आवश्यकता मूलतः निम्नलिखित के लिए होती है:

- शामिल किए जा रहे नए कर्मिकों के लिए
- प्रौद्योगिकी/प्रचालन कार्यविधियों/यातावरण में परिवर्तन
- कार्य-निष्पादन/हुनर/आचार-व्यवहार आदि में सुधार
- जानकारी ताज़ा करने/हुनर में निखार लाने के लिए

उपर्युक्त जरूरतों को पूरा करने के लिए, निम्नांकित जनशक्ति श्रेणियों के प्रशिक्षण का सुझाव दिया गया है:

- नई भर्तियों के लिए अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण
- मौजूदा कर्मचारियों को पुनश्चर्चा/प्रगत प्रशिक्षण
- प्रबंधकों को प्रबंधन प्रशिक्षण

### 15.3.1 प्रवेश स्तरीय प्रशिक्षण

भारतीय विद्युत नियमावली के तहत तापीय और पनबिजली केन्द्रों के लिए अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण अनिवार्य है। प्रशिक्षण मान्यता प्राप्त प्रशिक्षण संस्थानों में दिया जाना होता है और यह तापीय (थर्मल) उत्पादन में संलग्न कर्मचारियों (इंजीनियरों/प्रचालकों/तकनीशियनों) के लिए 52 सप्ताह का होता है। पनबिजली केन्द्रों में कार्यरत इंजीनियरों के लिए 9 माह का प्रशिक्षण होता है और अन्य कर्मचारियों के लिए 6 माह का होता है। यद्यपि अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण पावर सिस्टम कार्मिकों के लिए अनिवार्य नहीं होता है, तथापि राज्य बिजली बोर्डों/उपयोगिता निकायों (यूटिलिटीज़) को चाहिए कि वे टी एण्ड डी में संलग्न अपने कर्मचारियों को अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण दिलाएं - इंजीनियरों को 12 माह का और प्रचालकों/तकनीशियनों को 6 माह का।

अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण नितांत अनिवार्य होता है, क्योंकि संगठन इस प्रशिक्षण के माध्यम से नए भर्ती किए गए कार्मिकों को निगमित संस्कृति (कॉर्पोरेट कल्चर), अनुशासन, उत्तरदायित्व, जानकारी और हुनर संबंधी पहलुओं से भली-भाँति अवगत कराता है। एनटीपीसी ने सभी स्तरों पर नए कार्मिकों के लिए अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण की सुव्यवस्थित प्रणाली स्थापित की है। सभी राज्य बिजली बोर्डों/उपयोगिता निकाय (यूटिलिटीज़), एनटीपीसी द्वारा अपनाए जा रहे अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण के दृष्टांत का अवश्य पालन करें।

### 15.3.2 पुनश्चर्या/प्रगत प्रशिक्षण

रोजगारोत्तर प्रशिक्षण से संगठन के विभिन्न स्तरों के कार्मिकों को नए हुनर सीखने और नई जिम्मेदारियाँ संभालने एवं प्रौद्योगिकी प्रगति के अनुरूप स्वयं को ढालने का अवसर मिलता है। यह वांछनीय है कि संगठन के प्रत्येक कर्मचारी को एक योजनावधि (5 वर्ष) के दौरान द्विसप्ताहिक पुनश्चर्या/प्रगत प्रशिक्षण प्राप्त करना चाहिए। ऐसा प्रशिक्षण कार्यक्रम दो सप्ताह का हो या एक-एक सप्ताह के दो कार्यक्रम हों। नियंत्रण एवं उपकरण-विन्यास (इंस्ट्रुमेंटेशन) और आधुनिक प्रचालन तथा अनुसंधान पद्धतियों, पर्यावरणीय संरक्षण आदि जैसे अन्य क्षेत्रों में तेजी से बदलती प्रौद्योगिकियों के कारण, राज्य बिजली बोर्डों/उपयोगिता निकायों (यूटिलिटीज़) द्वारा विनिर्माताओं/विक्रेताओं, परामर्शदाताओं, शिक्षाविदों आदि के सहयोग से विशेष अध्ययन पाठ्यक्रमों का आयोजन अवश्य किया जाए। साथ ही, कामगारों के हुनर मुख्यतः अनुसंधान कार्य में सुधार लाने के लिए विशेष अध्ययन के पाठ्यक्रम अवश्य आयोजित किए जाएं। ऐसे उदाहरण हैं कि उपकरण/प्रणालियाँ खराब कार्य गुणवत्ता के कारण अनुसंधान/पूरी मरम्मत के बाद ठीक से काम नहीं करते हैं।

पदोन्नति/स्थानांतरण पर ऐसे प्रत्येक कर्मचारी के लिए प्रशिक्षण का आयोजन किया जाना चाहिए जिन्हें नई/अलग भूमिकाएँ निभाने और कार्य संबंधी बदली हुई परिस्थितियों में काम करने के लिए प्रशिक्षण की आवश्यकता है।

**15.3.3 प्रबंधन प्रशिक्षण**

गैर-तकनीकी श्रेणी के लिए, राष्ट्रीय प्रशिक्षण नीति (1996), कार्मिक और प्रशिक्षण विभाग, भारत सरकार, की सिफारिश के अनुसार, प्रत्येक योजना हेतु पंचवर्षीय चक्र में 'सभी के लिए प्रशिक्षण' के सिद्धांत को अपनाया जाता है।

कार्यपालकों/प्रबंधकों की सतत् प्रगति विशेषतः उनके वृत्ति-काल की संक्रमण अवधि में और निरंतर बदलते व्यावसायिक वातावरण के संदर्भ में, बहुत महत्वपूर्ण होती है। यह देखा गया है कि विद्युत क्षेत्र के सभी प्रभागों/विभागों में काबिल और जानकारी इंजीनियर मौजूद हैं, लेकिन प्रायः उनकी प्रबंधकीय योग्यता अपेक्षित स्तर से कम होती है। सुधारों, पुनर्संरचना, विकेन्द्रीकरण (अनबण्डलिंग), निजीकरण आदि की प्रक्रिया के कारण, प्रबंधकों की भूमिका अधिक महत्वपूर्ण हो गई है और उनमें आवश्यक सक्षमताएं विकसित करने के लिए प्रबंधन कार्यक्रम अनिवार्य बन गए हैं।

गैर-तकनीकी पृष्ठभूमि वाले वित्त तथा प्रबंधन से जुड़े कार्यपालकों को भी उपयुक्त प्रशिक्षण कार्यक्रमों के माध्यम से तकनीकी जानकारी प्रदान की जानी चाहिए।

यह महसूस किया जाता है कि विद्युत क्षेत्र में सभी कार्यपालकों/प्रबंधकों को पंचवर्षीय योजनावधि के दौरान कम-से-कम द्विसाप्ताहिक प्रबंधन प्रशिक्षण अवश्य दिया जाए।

**15.4 सभी योजनाओं के लिए जनशक्ति निर्धारण**

विद्युत आपूर्ति उद्योग में नियोजित कार्मिकों को मोटेतौर पर तकनीकी और गैर-तकनीकी जनशक्ति के रूप में वर्गीकृत किया जा सकता है।

तकनीकी जनशक्ति में तकनीकी अधिकारी, इंजीनियर, भण्डारण अधिकारी, अनुसंधान अधिकारी, कैमिस्ट, सूचना प्रौद्योगिकी कार्मिक, विश्लेषक, अध्ययन सहायक, प्रचालक, चार्जमैन, तकनीशियन, वैल्डर, मौल्डर/टर्नर, लोहार, ड्राफ्ट्समैन/ट्रेसर, इंजिन ड्राइवर, मैसिन, ब्लू प्रिंटर, अटेंडेंट, पंप ऑपरेटर आदि शामिल होते हैं।

गैर-तकनीकी जनशक्ति में प्रशासनिक कर्मचारी-बुंद, वित्तीय/लेखा प्रबंधक/अधिकारी, विधि सलाहकार, कार्मिक प्रबंधक, सुरक्षा अधिकारी, कार्मिक सचिव, श्रम कल्याण अधिकारी, औद्योगिक संबंध अधिकारी, आशुलिपिक, कल्याण/कैंटीन प्रबंधक, कोषाध्यक्ष, सुरक्षा निरीक्षक, टाइम-कीपर, टेलेक्स/टेलिप्रिंटर ऑपरेटर, रिसेप्शनिस्ट, मीटर रीडर, दफ्तरी, चपरासी, चौकीदार आदि शामिल होते हैं।



## 15.4.1 आधार जनशक्ति

9वीं योजना के प्रारंभ अर्थात् 01.04.1997 में उपलब्ध तकनीकी एवं गैर-तकनीकी कुल जनशक्ति 1,061.7 हजार थी। 9वीं योजना के दौरान 19,119 मेगावाट की क्षमता वृद्धि हासिल की गई थी जिसके लिए अतिरिक्त जनशक्ति का अनुमान 60.9 हजार लगाया गया है। 9वीं योजना के अन्त अर्थात् 31.3.2002 में उपलब्ध जनशक्ति 989.9 हजार थी। इसमें योजना अवधि के दौरान सेवानिवृत्ति, मृत्यु, व्यवसाय परिवर्तन आदि के कारण कार्मिकों की 20 प्रतिशत कमी शामिल है और क्षति व डिक्मीशनिंग के कारण योजना अवधि के दौरान 7.5 प्रतिशत की दर से क्षतिपूर्ति की कल्पना की गई।

9वीं योजना अवधि के अंत अर्थात् 31.3.2002 में उपलब्ध कुल जनशक्ति के बारे में नीचे सारणी 15.1 में दिए गए हैं।

सारणी 15.1

(हजारों में)

जनशक्ति का अन्त अर्थात् 31.3.2002 में उपलब्ध कुल जनशक्ति				
क्र. सं.	श्रेणी	तकनीकी	गैर-तकनीकी	जोड़
1	तापीय (थर्मल)*	98.2	34.4	132.6
2	हाइड्रो	38.3	19.5	57.8
3	नाभिकीय (न्यूक्लियर)	7.3	3.5	10.8
4	विद्युत प्रणाली (टी एण्ड डी)**	600.3	188.4	788.7
	जोड़	744.1	245.8	989.9

टिप्पणी: विद्युत संयंत्रों/नेटवर्कों के सिविल निर्माण कार्यों में नियोजित व्यक्तियों को इन अनुमानों में शामिल नहीं किया जाता है।

\*इसमें भाप, गैस और डीजल संयंत्र शामिल हैं।

\*\*इन्हें ईएचवी ट्रांसमिशन, सब ट्रांसमिशन, सब-स्टेशन, भार-प्रेषण, वितरण, ग्रामीण विद्युतीकरण, ऊर्जा बिलिंग, राजस्व वसूली, लेखा-परीक्षा लेखे आदि समाविष्ट हैं।

## 15.4.2 10वीं योजना के लिए जनशक्ति

10वीं योजना के दौरान अपेक्षित जनशक्ति का आकलन, सेवानिवृत्ति, मृत्यु, व्यवसाय आदि परिवर्तन (लगभग 4 प्रति वर्ष) के कारण 20 प्रतिशत कमी और सेवानिवृत्ति, मृत्यु और संयंत्र बंद होने (लगभग 1.5 प्रतिशत प्रति वर्ष) के प्रति आंशिक भर्ती के कारण 7.5 प्रतिशत क्षतिपूर्ति को ध्यान में रखते हुए, कर लिया गया है। 10वीं योजना के दौरान उपलब्ध जनशक्ति सारणी 15.2 में दर्शाई गई है।

## सारणी 15.2

(हजारों में)

10वीं योजना के दौरान उपलब्ध जनशक्ति			
	तकनीकी	गैर-तकनीकी	जोड़
तापीय	85.9	30.1	116.0
हाइड्रो	33.5	17.1	50.6
नाभिकीय	6.4	3.1	9.5
विद्युत प्रणाली (टी एण्ड डी)	525.3	164.9	690.2
जोड़	651.1	215.1	866.3

और ज्यादा प्रौद्योगिकीय प्रगति और विद्युत आपूर्ति उद्योग के बेहतर प्रबंधन एवं नई सूचना प्रणाली अपनाने व 10वीं योजना के दौरान विद्युत क्षेत्र में अपेक्षित निजी क्षेत्र की बेहतर भागीदारी के कारण, 10वीं योजना के मानदण्डों में कमी कर दी गई है। जनशक्ति, 21,180 मेगावाट की संभावित क्षमता वृद्धि के सदृश अपेक्षित अतिरिक्त जनशक्ति और 10वीं योजना के अंत तक उपलब्ध की जाने वाली संभावित जनशक्ति नीचे सारणी 15.3 से सारणी 15.5 में दर्शाई गई है:

## सारणी 15.3

## जनशक्ति मानदण्ड (10वीं योजना हेतु)

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.	संघटन	तकनीकी		गैर-तकनीकी	
		केन्द्र	राज्य	केन्द्र	राज्य
1.	तापीय (जोड़)				
	500 मेगावाट यूनिट	0.60	0.82	0.18	0.3
	< 500 मेगावाट यूनिट	0.7	1.15	0.21	0.61
	गैस/ तरल ईंधन	0.35	0.36	0.11	0.17
2.	हाइड्रो	1.66	1.53	0.50	0.26
3.	नाभिकीय	1.35	-	0.58	-
4.	विद्युत प्रणाली	1.12	-	0.30	-

## सारणी 15.4

10वीं योजना में 21,180 मेगावाट की क्षमता वृद्धि, 8,15,000 सीकेटी कि०मी० की टी एण्ड डी लंबाई और वितरण हेतु 20 करोड़ उपभोक्ताओं के कारण अपेक्षित अतिरिक्त जनशक्ति

(आंकड़े हजारों में)

क्र. सं.	संघटन	तकनीकी		गैर-तकनीकी		जोड़	
		केन्द्र	राज्य	केन्द्र	राज्य	केन्द्र	राज्य
1.	तापीय उत्पादन						
	500 मेगावाट यूनिट	2.90	0.28	0.87	0.10	3.77	0.39
	500 मेगावाट से कम	2.32	3.72	0.70	1.97	3.02	5.69
	गैस/तरल ईंधन	0.51	0.32	0.16	0.15	0.67	0.47
2.	हाइड्रो उत्पादन	5.96	3.86	1.79	0.66	7.75	4.52
3.	नाभिकीय	1.59	-	0.68	-	2.27	-
4.	विद्युत प्रणाली ट्रांसमिशन (47447 सीकेएम)*	1.38	-	0.37	-	1.75	-
	वितरण - पहाड़ी	2.23		0.6		2.83	
	- मैदानी	20.11		5.38		25.49	
	उप-जोड़	23.72		6.35		30.07	
	जोड़	37	8.18	10.55	2.88	47.55	11.06
	कुल जोड़						58.61

\* एचवी, ईएचवी और यूएचवी की संयुक्त लाइनें

## सारणी 15.5

10वीं योजना के अंत अर्थात् 31.03.2007 में उपलब्ध कुल जनशक्ति

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.	संघटन	तकनीकी	गैर-तकनीकी	जोड़
1.	तापीय उत्पादन	95.95	34.05	130
2.	हाइड्रो उत्पादन	43.32	19.55	62.87
3.	नाभिकीय	7.99	3.78	11.77
4.	विद्युत प्रणाली ट्रांसमिशन (47,447 सीकेएम)	27.64	8.61	36.25
	वितरण - पहाड़ी	52.13	16.26	68.39
	- मैदानी	469.25	146.32	615.57
	उप-जोड़	549.02	171.19	720.21
	जोड़	696.28	228.57	924.85

**15.4.3 11वीं योजना हेतु जनशक्ति**

11वीं योजना के लिए जनशक्ति निर्धारण 10वीं योजना की ही तर्ज़ पर किया जा चुका है। 11वीं योजना के दौरान अपनाए गए मानदण्डों और लगभग 78,530 मेगावाट की अतिरिक्त क्षमता वृद्धि के आधार पर जनशक्ति की आवश्यकता का पता 11वीं योजना के अन्त में लगाया गया है, जैसा कि निम्नोक्त सारणी 15.6 से 15.9 में दर्शाया गया है:

**सारणी 15.6**

**20 प्रतिशत सेवानिवृत्ति और 7.5 प्रतिशत क्षतिपूर्ति आदि को ध्यान में रखते हुए 11वीं योजना के दौरान उपलब्ध जनशक्ति**

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.	वर्ग	तकनीकी	नैसर्गिक	जोड़
1.	तापीय उत्पादन	83.96	29.79	113.75
2.	हाइड्रो उत्पादन	37.91	17.11	55.01
3.	नाभिकीय	6.99	3.31	10.30
4.	विद्युत प्रणाली ट्रांसमिशन			
	वितरण - पहाड़ी	24.19	7.53	31.72
	- मैदानी	45.61	14.23	59.84
	उप-जोड़	410.59	128.03	538.62
		480.39	149.79	630.18
	जोड़	609.25	200.0	809.25

**सारणी 15.7**

**प्रति मेगावाट जनशक्ति के लिए मानदण्ड (11वीं योजना हेतु)  
(प्रायोगिकीय उपलब्धियों के कारण 10 प्रतिशत कमी)**

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.	वर्ग	तकनीकी		नैसर्गिक	
		केन्द्र	राज्य	केन्द्र	राज्य
1.	ज.पी.य. (जोड़)				
	500 एमडब्ल्यू यूनिटें एवं इससे अधिक	0.54	0.74	0.16	0.27
	500 एमडब्ल्यू यूनिट से कम	0.63	1.03	0.19	0.55
	गैस/तरल ईंधन	0.32	0.32	0.10	0.15
2.	हाइड्रो उत्पादन	1.49	1.38	0.45	0.23
3.	नाभिकीय	1.22	-	0.52	-
4.	विद्युत प्रणाली ट्रांसमिशन	3.83 सीकेएम हेतु 1 कर्मचारी		तकनीकी जनशक्ति का 38 प्रतिशत	
	वितरण - पहाड़ी	2.00 प्रति 1000 उपभोक्ता		-वही-	
	- मैदानी	1.00 प्रति 1000 उपभोक्ता			

## सारणी 15.8

11वीं योजना में 78,530 मेगावाट की परिकल्पित क्षमता वृद्धि और लगभग 1,28,000 सीटी कि०मी० की एचवी, ईएचवी एवं यूएचवी ट्रांसमिशन लाइनों तथा अनुमानित 16 करोड़ वितरण उपभोक्ताओं के कारण अपेक्षित अतिरिक्त जनशक्ति

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.		तकनीकी		गैर-तकनीकी		जोड़
		केन्द्र	राज्य	केन्द्र	राज्य	
1.	तापीय उत्पादन					
	> 500 मेगावाट यूनिट	11.37	12.7	3.4	4.6	32.07
	< 500 मेगावाट यूनिट	6.1	6.6	1.8	3.5	18
	गैस/तरल ईंधन	1.1	0.24	0.35	0.11	1.8
2.	हाइड्रो	19.3	4.9	5.8	0.83	30.83
3.	नाभिकीय	4.1	-	1.75	-	5.85
4.	विद्युत प्रणाली					
	ट्रांसमिशन	33.42	-	10.0		43.42
	वितरण - पहाड़ी	32		9.6		41.6
	- मैदानी	144		43.2		187.2
		209.42		62.8		272.22
	जोड़	251.39	24.44	75.9	9.04	360.77

## सारणी 15.9

11वीं योजना के अंत तक (12वीं योजना का प्रारंभ) अर्थात् 1.4.2012 के अनुसार अपेक्षित कुल जनशक्ति

(आंकड़े हजारों में)

क्र.सं.		तकनीकी	गैर-तकनीकी	जोड़
1.	तापीय उत्पादन	122.07	43.55	165.62
2.	हाइड्रो उत्पादन	62.11	23.74	85.85
3.	नाभिकीय	11.10	5.06	16.16
4.	विद्युत प्रणाली			
	ट्रांसमिशन	57.61	17.53	75.14
	वितरण - पहाड़ी	77.61	23.83	101.44
	मैदानी	554.59	171.23	725.82
	उप-जोड़	689.81	212.59	902.4
	जोड़	885.09	284.94	1170.03

11वीं योजना के अंत में अपेक्षित अनुमानित जनशक्ति 1170.03 हजार निकाली गई। इन अनुमानों में विद्युत संयंत्रों/नेटवर्कों के सिविल निर्माण कार्यों में नियोजित व्यक्तियों को शामिल नहीं किया गया है।

**15.5 प्रशिक्षण पद्धति**

भारी प्रशिक्षण भार और विद्युत क्षेत्र में उभरती नई एवं प्रगतिशील प्रौद्योगिकियों को ध्यान में रखते हुए, यह सिफारिश की जाती है कि आधुनिक एवं वैज्ञानिक प्रशिक्षण पद्धतियों को अपनाया जाए और पाठ्यक्रम सामग्री एवं प्रशिक्षण साधनों सहित तदनुसार अवसंरचना सृजित की जाए। इससे लागत व समय प्रभावी प्रशिक्षण देना और भविष्य में प्रशिक्षण भार अवसंरचना के अंतर को पाटना संभव होगा। कुछेक ऐसी प्रशिक्षण पद्धतियों का उल्लेख नीचे किया गया है:

- संगठनात्मक/प्रशिक्षणार्थी की जरूरतों के अनुरूप विभिन्न प्रकार के सिमुलेटरों के माध्यम से (अर्थात् एरिया सिमुलेटर, कॉम्पैक्ट सिमुलेटर, जैनेरिक सिमुलेटर या फुल-स्कोप रेप्लिका सिमुलेटर आदि)।
- संयंत्र पर संयंत्र विशिष्ट के माध्यम से, विद्युत केन्द्र/उप-केन्द्र में, विनिर्माण स्थल पर मौके पर प्रशिक्षण।
- वैयक्तिक कम्प्यूटर आधारित स्व-शिक्षा पैकेज प्रणाली के माध्यम से।
- वीडियो/सीडी/फिल्मों के माध्यम से।
- बनावटी संयंत्रों, मॉडलों, रिग्स, ज़िग्स लाइन-अप पैनल्स आदि के माध्यम से।
- पत्राचार पाठ्यक्रमों एवं दूरस्थ शिक्षा पैकेजों के माध्यम से।
- वास्तविक संयंत्रों, या पुराने/बेकार उपकरणों पर 'हैण्डज़-ऑन' प्रशिक्षण के माध्यम से अनुसूक्ष्म कौशल विकास।
- मामला (केस) अध्ययनों के माध्यम से।
- परीक्षा के माध्यम के रूप में स्थानीय भाषा के जरिए प्रशिक्षण की व्यवस्था और उन भाषाओं में पाठ्यक्रम सामग्री तैयार करना।

**15.6 चिन्ता के विषय और अपेक्षित उपाय**

प्रशिक्षण अपेक्षाओं के विभिन्न पहलुओं का विस्तृत विश्लेषण करने के बाद, जिन महत्वपूर्ण मुद्दों पर ध्यान देने की आवश्यकता है, वे निम्नलिखित हैं :

**15.6.1. प्रशिक्षण को अपर्याप्त महत्व**

हालाँकि इस दिशा में विभिन्न विद्युत उपयोगिता निकायों द्वारा सराहनीय प्रयास किए गए हैं, फिर भी यह देखा गया है कि कुछेक उपयोगिता निकायों ने अपेक्षित प्रशिक्षण संस्थानों की स्थापना नहीं की है और प्रशिक्षण को आवश्यक महत्व नहीं दिया जा रहा है। प्रशिक्षण को महत्वहीन गतिविधि के रूप में समझा जा रहा है और इसे संगठन की नितांत आवश्यक गतिविधि के रूप में देखने की बजाए हल्के-फुल्के ढंग लेते हुए इसकी अनदेखी की जाती है। जब कभी भी कार्मिक की कार्य प्रकृति अथवा कार्य में स्थानांतरण, पदोन्नति आदि के कारण परिवर्तन होता है, उस स्थिति में प्रशिक्षण अनिवार्य बना दिया जाना चाहिए। आज विद्युत क्षेत्र के संगठनों में प्रशिक्षण संस्कृति का विकास करने की नितांत आवश्यकता है।

**15.6.2. विद्युत क्षेत्र के कार्मिकों के सेवारत/पुनःप्रशिक्षण पर कम ध्यान देना**

इस समय अधिष्ठापन स्तरीय प्रशिक्षण पर जोर दिया जा रहा है और उनके सेवारत/पुनःप्रशिक्षण पर बहुत कम ध्यान दिया जा रहा है। पुनःप्रशिक्षण की आवश्यकता नियमित अंतरालों पर होती है ताकि विशिष्ट कार्य अपेक्षाओं की पूर्ति की जा सके और प्रायोगिकीय परिवर्तनों के दायरे को बढ़ाया जा सके। यह सिफारिश की जाती है कि एक योजनावधि के दौरान प्रत्येक कर्मचारी को कम-से-कम द्विसाप्ताहिक पुनश्चर्चा/प्रगति प्रशिक्षण अवश्य दिया जाए।

**15.6.3. आचार-विचार परक परिवर्तनों/व्यावहार परक विज्ञान पर प्रशिक्षण शुरू करना**

किसी व्यक्ति के आचार-विचार का उसके कार्य निष्पादन के स्तर पर बहुत ज्यादा असर पड़ता है। इस प्रकार, सर्वोच्च ज्ञान व हुनर होते हुए भी व्यक्तियों में वांछित सेवाएँ प्रदान करने की योग्यता की कमी रहती है, क्योंकि वे समुचित व्यवहार परक मनोवृत्ति के नहीं होते हैं। यह देखा गया है कि इस समय प्रशिक्षण मुख्यतः जानकारी हासिल करने और हुनर उन्नयन तक ही केन्द्रित है तथा आचार-विचार परक परिवर्तनों/व्यवहार परक विज्ञान पर बहुत कम ध्यान दिया जाता है। कुछेक उपयोगिता निकायों में व्यवहारपरक विज्ञान के बहुत अच्छे परिणाम निकले हैं, विशेषतः छोटे तपके के कर्मचारियों के व्यवहारपरक परिवर्तन के संबंध में। ऐसा प्रशिक्षण लेने के बाद, कर्मचारियों में संगठन के प्रति जिम्मेदारी का अहंसास हो जाता है।

**15.6.4. सूचना प्रौद्योगिकी में प्रशिक्षण**

सूचना प्रौद्योगिकी ने जीवन के सभी क्षेत्रों में अपने पैर पसार दिए हैं। अतः सूचना प्रौद्योगिकी के क्षेत्र में कार्य अपेक्षा के अनुसार पर्याप्त प्रशिक्षण दिया जाना चाहिए। सूचना प्रौद्योगिकी के प्रयोग को बढ़ावा दिया जाना चाहिए और सभी कर्मचारियों को कम्प्यूटर शिक्षित बनाया जाए। चूंकि सूचना प्रौद्योगिकी भी तेजी से विकसित हो रही है, अतः प्रशिक्षण भी गतिशील प्रकृति का होना चाहिए ताकि लोगों का ज्ञान और हुनर सूचना प्रौद्योगिकी के क्षेत्रों में नवीनतम प्रगति एवं नतीजों के अनुरूप हो।

**15.6.5 उच्चतर अध्ययनों के अवसर**

जनशक्ति और संगठन की गुणवत्ता में सुधार लाने के लिए, पात्र कर्मचारियों को स्नातकोत्तर/पीएचडी की डिग्री प्राप्त करने या संगत शैक्षिक कार्यक्रम अथवा औद्योगिक प्रशिक्षण के लिए अध्ययन अवकाश प्रदान किया जाए।

साथ ही, अंशकालीन स्नोतकोत्तर/पीएचडी कार्यक्रमों के जरिए ज्ञान/हुनर अर्जित करने के लिए कर्मचारियों के प्रयासों को उपयुक्त प्रोत्साहन देकर बढ़ावा दिया जाना चाहिए।

**15.6.6 विदेश में प्रशिक्षण**

संबंधित प्राधिकारियों के साथ, पात्र कर्मचारियों को विकसित देशों में प्रशिक्षण हेतु भेजने के लिए, संपर्क बनाना चाहिए ताकि उन्हें नवीनतम वैश्विक विकासात्मक घटनाओं से अवगत कराते हुए तदनुसार अद्यतन बनाया जा सके।

**15.6.7 गैर-तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारीवृंदों को प्रशिक्षण**

यह देखा गया है कि विद्युत उपयोगिता निकायों जैसे प्रौद्योगिकी केन्द्रित संगठनों में गैर-तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारीवृंदों को प्रशिक्षण देने की प्रायः अनदेखी की जाती है। गैर-तकनीकी अधिकारियों और कर्मचारीवृंदों को आवश्यकतानुसार कार्यात्मक कौशल/प्रबंधन में प्रशिक्षण नियमित अंतरालों पर संबंधित संस्थानों के सहयोग से दिया जाना चाहिए।

**15.6.8. विद्युत क्षेत्र में प्रशिक्षकों की अपर्याप्तता एवं उनके लिए अपर्याप्त सुविधाएँ**

यह देखा गया है कि विद्युत क्षेत्र में प्रशिक्षकों की कमी है और उनके लिए सुविधाओं की भी कमी है। यह वह महत्वपूर्ण क्षेत्र है जिस पर ध्यान देते हुए केन्द्रीय और राज्य दोनों स्तरों पर पर्याप्त कार्रवाई करने की जरूरत है।

यह तरजीह के लायक है कि कुछ व्यावसायिकों को छोड़कर, प्रशिक्षण संस्थान/केन्द्र में प्रशिक्षक/संकाय सदस्य क्षेत्र के अभ्यासरत इंजीनियरों/कामगारों में से लिए जाएँ। प्रशिक्षण संस्थान/केन्द्र में उनका कार्यकाल लगभग तीन वर्ष होना चाहिए जिसके बाद वे अपने-अपने कार्यों पर वापस चले जाएँ। ऐसी प्रणाली से यह सुनिश्चित होगा कि प्रशिक्षणार्थियों को नवीनतम विकासात्मक घटनाओं एवं पद्धतियों की जानकारी मिल सकेगी।

यह सुनिश्चित करने के लिए कि कार्मिकों के प्रशिक्षण के लिए सही व्यक्ति की नियुक्ति की जाए, प्रशिक्षक/संकाय सदस्य के व्यवसाय को पर्याप्त रूप से आकर्षक बनाया जाए। यह सुझाव दिया जाता है कि प्रशिक्षकों/संकाय सदस्यों को प्रोत्साहन दिया जाना चाहिए।

**15.6.9 पनबिजली में प्रशिक्षण की अनुपलब्धता**

यद्यपि 30 प्रतिशत से ज्यादा बजली पनबिजली केन्द्रों से आती है, तथापि टाटा बिजली कंपनियों में उपलब्ध सुविधाओं सहित इस देश में केवल छः मान्यता प्राप्त पनबिजली प्रशिक्षण संस्थान हैं। इसे ध्यान में रखते हुए, पनबिजली के लिए और विशेषज्ञता प्राप्त प्रशिक्षण संस्थान तत्काल स्थापित किए जाने चाहिए।

**15.6.10. विद्युत प्रणाली में प्रशिक्षण हेतु कम जोर**

यद्यपि विद्युत प्रणाली के कुल कार्मिकों का लगभग 80 प्रतिशत विद्युत प्रणाली के प्रचालन एवं अनुरक्षण में लगा हुआ है, तथापि इन क्षेत्रों में प्रशिक्षण गतिविधि पर बहुत ही कम ध्यान दिया



जाता है। इस क्षेत्र में तीव्र प्रौद्योगिकीय विकास और ग्रिड प्रणाली में उच्चतर एसी व डीसी वोल्टेज की शुरुआत को ध्यान में रखते हुए, इस क्षेत्र में अधिकाधिक ध्यान देने की आवश्यकता है।

#### 15.6.11. ऊर्जा के नवीकरण योग्य और अपारम्परिक स्रोतों में प्रशिक्षण

यद्यपि ऊर्जा के नवीकरण और अपारम्परिक स्रोतों से बिजली के उत्पादन में निरन्तर वृद्धि हो रही है, तथापि इस क्षेत्र में प्रशिक्षण/जागरूकता सृजन के लिए कोई सुविधा नहीं है। इस क्षेत्र में प्रशिक्षण देने और जागरूकता पैदा करने के लिए सुविधाएं प्रदान करने हेतु कदम अवश्य उठाए जाएं।

#### 15.6.12. प्रशिक्षण कार्यक्रमों के उद्देश्यों की पुनरीक्षा न करना

लगभग 3 वर्ष के नियमित अंतराल पर पाठ्यक्रम, पाठ्यक्रम की विषय-वस्तु और प्रशिक्षण की अवधि की आवधिक रूप से पुनरीक्षा की जानी चाहिए। पुनरीक्षा करते समय, उपयोगिता निकायों (यूटिलिटीज़) की टिप्पणियों, कठिनाइयों, सुझावों और प्रौद्योगिकीय प्रगति पर विचार-विमर्श किया जाना चाहिए और महत्वपूर्ण बातों को उपयुक्त रूप से पाठ्यक्रम में शामिल किया जाना चाहिए। बहु-कौशल पर जोर दिया जाना चाहिए अर्थात् विशेषज्ञता के एक से अधिक क्षेत्र में हुनर अर्जित करने हेतु कार्मिकों (मुख्यतः कामगारों और पर्यवेक्षकों) को प्रशिक्षण दिया जाए।

#### 15.6.13. प्रशिक्षण सुविधाओं का कम उपयोग

प्रशिक्षण सुविधाओं का कम उपयोग किया जाना गंभीर चिंता का विषय है। सामान्यतः सर्वोच्च कार्मिकों को प्रशिक्षण रिजर्व की अनुपलब्धता के कारण या अन्य महत्वपूर्ण कार्यों में उनकी संलग्नता के कारण उन्हें प्रशिक्षण के लिए कार्यमुक्त नहीं किया जाता है।

सभी उपयोगिता निकायों (यूटिलिटीज़) के पास प्रशिक्षण रिजर्व होने चाहिए और उन्हें प्रशिक्षण सुविधाओं का अधिकतम लाभ उठाना चाहिए। आवश्यकता पड़ने पर, सिमुलेटर प्रशिक्षण दो शिफ्ट आपरेशन में दिया जा सकता है, बजाए इसके कि सिमुलेटर प्राप्त करने में अतिरिक्त भारी निवेश किया जाए, विशेषतः तापीय क्षेत्र में।

#### 15.6.14. प्रशिक्षण कार्यक्रम का मूल्यांकन

अनेक प्रशिक्षण संस्थानों में, प्रशिक्षण कार्यक्रमों के दौरान या उसके अन्त में कार्यक्रमों का वैज्ञानिक ढंग से मूल्यांकन नहीं किया जाता है। यह प्रयास बहुत कम किया जाता है कि किसी अवधि विशेष के बाद प्रशिक्षित कार्मिकों के कार्य निष्पादन की जानकारी लेकर प्रशिक्षण की कारगरता का जायजा लिया जाए। उपर्युक्त संदर्भ में, यह उल्लेख किया जाता है कि सभी प्रशिक्षण संस्थानों को उपयुक्त प्रश्नावली तैयार करके/जानकारी प्राप्त करने का तरीका इज़ाद करके, प्रशिक्षण कार्यक्रमों का मूल्यांकन अवश्य करना चाहिए।

**15.7 निष्कर्ष**

इस अध्याय में जनशक्ति की आवश्यकता का मूल्यांकन किया गया है। यह मूल्यांकन 21,180 एमडब्ल्यू की 10वीं योजना वास्तविक क्षमता वृद्धि और 11वीं योजना में लगभग 1,28,000 सीटी कि०मी० की एचवी, ईएचवी और यूएचवी ट्रांसमिशन लाइन लंबाईयों सहित 78,530 मेगावाट की 11वीं योजना क्षमता वृद्धि और अनुमानित 16 करोड़ वितरण उपभोक्ताओं के आधार पर किया गया है। चिन्ताजनक क्षेत्रों को इस उद्देश्य से उजागर किया गया है कि उचित उपचारात्मक कार्रवाई की जाती है।

\*\*\*\*

## अध्याय 16

## विद्युत उपकरण और मुख्य विनिष्टियाँ

## 16.0 भूमिका

विद्युत योजना के सफल कार्यान्वयन के लिए यह अनिवार्य है कि अलग-अलग विद्युत परियोजनाओं की आवश्यकता संबंधी अनुसूची के अनुसार विद्युत विस्तार कार्यक्रम के कार्यान्वयन हेतु अपेक्षित विद्युत उपकरण और सभी मुख्य विनिष्टियाँ उपलब्ध कराई जाएं। उपकरणों और मुख्य विनिष्टियों के समय पर आपूर्ति से न केवल परियोजना के समय पर पूरा होने में मदद मिलेगी, अपितु यदि सामयिक आपूर्ति से विद्युत परियोजना में विलम्ब नहीं होता है तो अधिक लागत संबंधी अहितकर प्रभाव से भी बचा जाएगा। इस अध्याय में मोटे तौर पर योजनागत उत्पादन क्षमता के अनुसार 11वीं और 12वीं योजना के लिए विद्युत उपकरणों की आवश्यकता और उत्पादनकारी संयंत्रों की अवसंरचनात्मक आवश्यकता हेतु इन योजना अवधियों के दौरान अपेक्षित मुख्य विनिष्टियाँ, यथा, इस्पात, सीमेंट, ईसी ग्रेड एल्युमीनियम का निर्धारण किया गया है। विद्युत उत्पादन कार्यों के निष्पादन के वास्ते ईंधन व निधियों का निर्धारण भी किया गया है। इस मूल्यांकन में, देश में मौजूदा विनिर्माणकारी क्षमता के व्यौरों और वर्तमान प्रौद्योगिकीय स्थिति का संज्ञान नहीं लिया गया है। यह महसूस किया जाता है कि इस अध्याय में यथा समाविष्ट आवश्यकता का निर्धारण, अन्य मंत्रालयों को पर्याप्त मदद (इनपुट) देगा ताकि वे तदनुसार अपने उत्पादन लक्ष्यों आदि की योजना बना सकें। अन्य मंत्रालय, 11वीं व 12वीं योजना की माँग के अनुरूप अपनी-अपनी उत्पादन क्षमता बढ़ाने के लिए अग्रिम कार्रवाई भी कर सकते हैं।

## 16.1 उत्पादन कार्यक्रम

10वीं पंचवर्षीय योजना में 21180 मेगावाट की वास्तविक क्षमता वृद्धि के आधार पर, आकलन किया गया है कि संभाव्य क्षमता वृद्धि 11वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान 78530 मेगावाट और 12वीं पंचवर्षीय योजना के दौरान अनंतिम क्षमता वृद्धि 82200 मेगावाट है। 11वीं और 12वीं योजना क्षमता वृद्धि सारणी 16.1 में दी गई है:

सारणी 16.1

(आंकड़े मेगावाट में)

11वीं और 12वीं योजना के दौरान टाइप-वार क्षमता वृद्धि		
मद	11वीं योजना (2007-12)	12वीं योजना (2012-17)
कोयला/भूरा कोयला आधारित	54355	40,200
गैर-कोयला आधारित	4242	-
हाइड्रो	16553	30,000
नाभिकीय	3380	12,000
जोड़	78530	82,200

**16.2 विद्युत उपकरण**

विद्युत उपकरण की आवश्यकता विद्युत क्षेत्र के लिए निम्नलिखित महत्वपूर्ण निविष्टियों में से एक है। एक अध्याय में, हाइड्रो और तापीय विद्युत केन्द्रों के लिए मुख्य उपकरणों का निर्धारण किया गया है। उपकरणों की आवश्यकता में उत्पादन संयंत्रों की विभिन्न यूनिटों, अर्थात् कोयला हैंडलिंग यूनिट, भस्म हैंडलिंग यूनिट, कूलिंग सिस्टम आदि के लिए उपकरण शामिल हैं। तथापि, नाभिकीय विद्युत संयंत्र की आवश्यकता को शामिल नहीं किया गया है।

11वीं योजना और 12वीं योजनाओं के दौरान चालू करने के लिए योजनाबद्ध परियोजनाओं के सदृश विद्युत उपकरणों की आवश्यकता का निर्धारण किया गया है।

**16.2.1 तापीय विद्युत संयंत्र**

कोयला/भूरा कोयला संयंत्रों को यूनिट के आकार अर्थात् 660/800 मेगावाट, 500 मेगावाट, 300/250/210 मेगावाट श्रेणी और 200 मेगावाट से कम के आधार पर श्रेणियों में वर्गीकृत किया गया है। गैस टरबाइन मॉड्यूल के यूनिट आकार को गैस आधारित संयंत्रों के लिए 360 मेगावाट के रूप में लिया जाता है।

11वीं और 12वीं योजना के दौरान तापीय संयंत्रों का यूनिट-वार ब्यौरा नीचे दिया गया है:

सारणी 16.2

11वीं योजना और 12वीं योजना के दौरान कुल तापीय क्षमता वृद्धि का यूनिट-वार ब्यौरा									
	660/ 800 मेगावाट (सं.)	500 मेगावाट (सं.)	300/250/ 210 मेगावाट (सं.)	125 मेगावाट (सं.)	यूनिटों की कुल सं. (कोयला/ भूरा कोयला)	जोड़ मेगावाट (कोयला/ भूरा कोयला)	गैस/ एलएनजी मॉड्यूल (सं.)	कुल मेगावाट (गैस/ एलएनजी)	जोड़ मेगावाट
11वीं योजना	12	53	49	7	121	48,010	9	2,114	50,124
12वीं योजना	37	16	10	-	63	40,200	-	-	40,200

प्रत्येक श्रेणी के एक यूनिट के लिए विद्युत उपकरणों की आवश्यकता का अनुमान लगा लिया गया है और यह अनुमान 11वीं व 12वीं योजनाओं में प्रत्येक श्रेणी की यूनिटों की कुल संख्या की आवश्यकता पर आधारित है।

प्रत्येक श्रेणी के लिए कुल उपकरणों की मद-वार आवश्यकता के ब्यौरे परिशिष्ट 16.1 से 16.5 में दिए गए हैं। 11वीं व 12वीं योजनाओं के दौरान कुल तापीय उपस्कर आवश्यकता परिशिष्ट 16.6 में दी गई है। 11वीं एवं 12वीं योजनाओं के दौरान तापीय संयंत्रों के साथ सहबद्ध स्विचयार्ड के लिए विद्युत उपस्कर (मद-वार) आवश्यकता परिशिष्ट 16.7 में दी गई है।

**16.2.2 जल विद्युत विद्युत संयंत्र**

हाइड्रो संयंत्र के मामले में उपकरण आवश्यकता स्थल विशिष्ट होती है; अतः उपकरण हेतु श्रेणी-वार मानदण्ड तैयार करना संभव नहीं होता है। तथापि प्रत्येक परियोजना के लिए उपकरण मूल्यांकन हाइड्रो स्टेशनों में कुल उपकरण आवश्यकता का निर्धारण करने के लिए किया गया है। 11वीं व 12वीं योजना के दौरान, कुल आवश्यकता सहित, प्रत्याशित हाइड्रो परियोजनाओं की विद्युत एवं यांत्रिक उपकरण की कुल आवश्यकता परिशिष्ट 16.8 में दी गई है।

**16.3 मुख्य सामग्रियाँ**

विद्युत परियोजनाओं के लिए इस्पात व सीमेंट मुख्य निविष्टियाँ होती हैं। हाइड्रो और तापीय परियोजनाओं के मामले में, इस्पात एवं सीमेंट की आवश्यकता स्थल विशिष्ट होती है और सिविल इंजीनियरिंग कार्य, परियोजनाओं की विशेषताओं पर निर्भर करते हुए परियोजना दर परियोजना अलग-अलग होते हैं। तापीय परियोजनाओं के मामले में, हरित क्षेत्र (ग्रीन फील्ड) परियोजना के लिए सिविल कार्य, उसी स्थल पर संस्थापित अतिरिक्त यूनिट के सिविल कार्यों से अधिक होंगे। तथापि आवश्यकता का अनुमान लगाने के लिए, उपयुक्त खपत मानदण्ड विगत में पूर्ण कार्यों के लिए और साथ ही पूरी की जा रही परियोजनाओं के संबंध में भी इस्पात एवं सीमेंट की वास्तविक खपत के आधार पर तैयार किए गए हैं। इसे ध्यान में रखते हुए, इस योजना में हाइड्रो और तापीय परियोजनाओं के लिए अपेक्षित इस्पात एवं सीमेंट का निर्धारण मोटे तौर पर होगा।

**16.3.1 मानदण्ड**

विद्युत उत्पादन परियोजनाओं के लिए सामग्री निविष्टियों का संगणन करने के वास्ते प्रयुक्त मानदण्ड एनएचपीसी और बीएचईएल द्वारा प्रस्तुत वास्तविक परियोजना ढाँचे के ब्यौरों के आधार पर तैयार किए गए हैं। ये मानदण्ड नीचे सारणी 16.3 में दिए गए हैं :

**सारणी 16.3**

(टनों में/मेगावाट)

उत्पादन परियोजनाओं के लिए निविष्टि सामग्रियों के लिए मानदण्ड				
सामग्रियों/मेगावाट की आवश्यकता	तापीय		हाइड्रो	टिप्पणी
	कोयला/धुरा कोयला आधारित	गैर-कोयला आधारित		
क) सीमेंट	150	60	956	
ख) इस्पात	130.61	51.6	127	
ग) एल्युमीनियम	0.5	0.5	0.1	खिड़कियों, धातु क्लैडिंग दीवारों, नियंत्रण कक्षों में प्रयुक्त

## 16.3.2 सामग्री आवश्यकता

उत्पादन विस्तार योजना के सदृश 11वीं और 12वीं योजनाओं हेतु मुख्य सामग्रियों की आवश्यकता सारणी 16.3 में उल्लिखित मानदण्डों के अनुसार तैयार की गई है तथा क्रमशः सारणी 16.4 और 16.5 में दी गई है।

सारणी 16.4

(हजार टनों में)

11 वीं योजना परियोजनाओं के लिए अनुमानित सामग्री आवश्यकता					
क्र. सं.	सामग्रियों	तापीय (कोयला आधारित) (54,355 मेगावाट)	तापीय (गैर-कोयला आधारित) (4,242 मेगावाट)	हथफे (16,553 मेगावाट)	जोड़
1.	सीमेंट	8153	254	15825	24232
2.	इस्पात	7099	219	2102	9420
3.	एल्युमीनियम	27	2.1	1.6	30.7

संकेतित संकेतकों को देखें

सारणी 16.5

(हजार टनों में)

12 वीं योजना परियोजनाओं हेतु अनुमानित सामग्री आवश्यकता				
क्र. सं.	सामग्रियों	तापीय (कोयला आधारित) (40,200 मेगावाट)	हथफे (30,000 मेगावाट)	जोड़
1.	सीमेंट	6030	28680	34710
2.	इस्पात	5250	3810	9060
3.	एल्युमीनियम	20.1	3.0	23.1

## 16.4 ईंधन आवश्यकता

विगत में, स्थिति तब उत्पन्न हुई जब खानों के विकास से तापीय विद्युत केन्द्रों का विकास धीमा हो गया। इसी प्रकार, कई बार, अपर्याप्त परिवहन सुविधाओं के कारण खान स्थलों में उपलब्ध कोयला बंद पड़ा रहा। इससे तापीय विद्युत केन्द्रों में कोयले का अकाल पड़ गया। यह मुख्यतः इसलिए हुआ क्योंकि परिवहन सुविधाओं की अपर्याप्तता सहित खानों का विकास कार्य पूरा होने की अवधि, कुछ मामलों में तापीय विद्युत केन्द्रों की स्थापना की पूर्णावधि से अधिक थी। कोयला खानों के लिए अवसंरचना के विकास और कोयला खान में भारी निवेश अंतर्ग्रस्त होता है। इस समय देश में संसाधनों की कमी के चलते खानों का विकास नहीं हो सकता यदि

विभिन्न कोयला उपभोक्ताओं की माँग का पूर्वानुमान अग्रिम रूप से नहीं लगाया जाता है। अतः विद्युत क्षेत्र के लिए यह अनिवार्य हो जाता है कि वह लम्बे समय के लिए अपनी भावी कोयला आवश्यकता के बारे में कोयला, रेल विभाग और पत्तन प्राधिकारियों को बताए ताकि वे तैयार होने वाले तापीय विद्युत केन्द्रों के साथ कोयला खानों और परिवहन अवसंरचना का समन्वित विकास कर सकें। ईंधन आवश्यकता का निर्धारण इस उद्देश्य को ध्यान में रखते हुए किया गया है।

तापीय विद्युत केन्द्रों की कोयला आवश्यकता निर्धारित उत्पादन, आपूर्ति किए जा रहे/आपूर्ति किए जाने वाले कोयले की गुणवत्ता और विद्युत केन्द्र उपकरण की स्थिति पर निर्भर करती है। तथापि 11वीं योजना के अंतिम वर्षों के दौरान ईंधन की नियामक आवश्यकता नीचे सारणी 16.6 में सारांश में दी गई है:

सारणी 16.6

11वीं योजना के अंतिम वर्षों के लिए ईंधन की आवश्यकता	
ईंधन	आवश्यकता 2011-12
कोयला (मिलियन टन) - घरेलू	550*
शुद्ध कोयला (मिलियन टन)	33
गैस 3 एलएनजी (एमएमएससीएमडी)	89**

\* घरेलू स्रोतों से, 2011-12 तक कुल कोयला उपलब्धता प्रति वर्ष 482 मी0 टन होने की आशा है। तदनुसार 68 मी0 टन भारतीय कोयले के बराबर, 40 मी0 टन आयातित कोयले की व्यवस्था करनी होगी। यह मात्रा स्वदेशी कोयले का उत्पादन बढ़ने पर कम हो सकती है।

\*\* 90 प्रतिशत पीएलएफ पर गैस आवश्यकता का 89 एमएमएससीएमडी 2011-12 में प्रोजेक्ट किया गया है। इस समय, गैस की उपलब्धता 40 एमएमएससीएमडी है और इसलिए मौजूदा संयंत्रों की आवश्यकता को भी पूरा करने के लिए पर्याप्त नहीं है।

#### 16.5 निधि आवश्यकता

उत्पादन परियोजनाओं के लिए 11वीं योजना में निधियों की कुल आवश्यकता, 11वीं योजना के दौरान 78,530 मेगावाट की अनन्तिम क्षमता वृद्धि आधार पर और सारणी 16.7 में निम्नलिखित पूर्वानुमानों के आधार पर निर्धारित की गई है।

## सारणी 16.7

प्रकार		लागत/मेगावाट (करोड़ रुपये)
तापीय	(i)- कोयला आधारित	4.0
	(ii)- गैस आधारित	3.0
जल विद्युत	(i)- बहती नदी	4.5 (घातु परियोजनाएँ)
		5.0 (नई परियोजनाएँ)
	(ii)- भण्डारण स्कीमें	5.5 (घातु परियोजनाएँ)
		6.0 (नई परियोजनाएँ)
	(iii) - पंप भण्डारण	5.0
नाभिकीय		6.5

1000 मेगावाट से कम क्षमता वाले तापीय संयंत्रों के लिए चार वर्षों में निधियों की चरणबद्ध व्यवस्था क्रमशः 15%, 25%, 30% और 30% के रूप में मानी गई है तथा 1000 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले तापीय संयंत्रों के लिए 5 वर्षों में इसे 10%, 20%, 30%, 25% और 15% माना गया है। हाइड्रो परियोजनाओं की चरणबद्ध व्यवस्था 6 वर्षों के निर्धारित समय के दौरान 10%, 15%, 20%, 20%, 25% और 10% के रूप में माना गया है।

उपर्युक्त पूर्वानुमानों के आधार पर 11वीं योजना उत्पादन स्कीमों के लिए निधि की आवश्यकता 4,10,896 करोड़ रुपये आंकी गई है जिसमें 12वीं योजना में परियोजनाओं के लाभ हेतु अग्रिम कार्रवाई के लिए निधियां भी शामिल हैं। ट्रांसमिशन स्कीमों के लिए निधियों की आवश्यकताओं का ब्योरा रिपोर्ट के खंड-II में दिया गया है।

## 16.6 निष्कर्ष

विद्युत परियोजनाओं का समय पर कार्यान्वयन सुकर बनाने के लिए, उपकरण एवं सामग्री की उपलब्धता सुनिश्चित करना अनिवार्य है। विद्युत संयंत्रों के समुचित प्रचालन हेतु ईंधन की आवश्यकता को भी सुनिश्चित करना होगा। इससे संबंधित मंत्रालयों को महत्वपूर्ण सूचना (इनपुट) मिलेगी जिसके आधार पर वे अपनी उत्पादन क्षमता को बढ़ा सकेंगे तथा तदनुसार अपनी विस्तार योजनाओं का कार्यक्रम बना सकेंगे।

\*\*\*\*



परिशिष्ट- 16.1

**कोयला/भूरा कोयला आधारित संयंत्र (660/800 मेगावाट)**

11वीं योजना व 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के 660/800 मेगावाट तापीय युनिटों के लिए उपकरण आवश्यकता

भद	660 मेगावाट की एक युनिट के लिए आवश्यकता	11वीं योजना	12वीं योजना	जोड़
		14 युनिटें (7 परियोजनाएँ)	37 युनिटें (8 परियोजनाएँ)	51 युनिटें (15 परियोजनाएँ)
जीटी* 260 एमवीए जेन की/420/√3 केवी तीन फेज बैंक	3	49	119	168
एसटी 90/45/45 एमवीए 132/11.5/11.5 केवी	1	14	37	51
यूटी 35 एमवीए जेन वी/11.5 केवी	2	28	74	102
आईसीटी 200 एमवीए 400/132 केवी	-	7	8	15
विविध सेवा ट्रांसफार्मर	-	7	8	15
20 एमवीए 132/34.5 केवी				
अनुबंधी ट्रांसफार्मर 11/3.45 केवी	4	56	148	204
33 केवी स्विचगियर	8	112	296	408
11 केवी स्विचगियर	68	952	2516	3468
3.3 केवी स्विचगियर	84	1176	3108	4284
एचटी मोटर्स	146	2044	5402	7446
एलटी मोटर्स	1404	19656	51948	71604
एलटी ट्रांसफार्मर	32	448	1184	1632
एलटी एमसीसी पैनेल	350	4900	12950	17850
415 की स्विचगियर पैनेल	100	1400	3700	5100
डीसी बैटरी	5	70	185	255
बैटरी चार्जर	7	98	259	357
33 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	3	42	111	153
11केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	21	294	777	1071
11 केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	24	336	888	1224
3.3 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	8	112	296	408
3.3 केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	12	168	444	612
1.1 केवी पावर केबल (कि०मी०)	233	3262	8621	11883
1.1 केवी कंट्रोल केबल (कि०मी०)	367	5138	13579	18717
आपतकालीन डीजी सेट 1500 केवीए*	1	21	45	66

\* 1 फालतू जीटी और 1 अल्प डीजी प्रत्येक परियोजना (2 युनिटों) के लिए समझा जाए।

# 765/400/132 केवी स्विचगियर उपकरणों और एचटी/एलटी बस डक्टों को शामिल नहीं किया गया है।

## परिशिष्ट- 16.2

11वीं योजना व 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के 500 मेगावाट तापीय यूनिटों के लिए उपकरण आवश्यकता

वस्तु	500 मेगावाट की एक यूनिट के लिए आवश्यकता	11वीं योजना	12वीं योजना	जोड़
		58 यूनिटें (38 परियोजनाएं)	16 यूनिटें (9 परियोजनाएं)	74 यूनिटें (47 परियोजनाएं)
जीटी* 200एमवीए जेन वी/420/√3 केवी तीन फेज बैंक	3	212	57	269
एलटी 80/40/40 एमवीए 132/11.5/11.5 केवी	1	58	16	74
यूटी 50 एमवीए जेन वी/11.5 केवी	1	58	16	74
मर्सोसी 125 एमवीए 400/132 केवी	-	38	9	47
अनुवर्गी ट्रान्सफार्मर	5	290	80	370
11 केवी स्विचगियर	63	3654	1008	4662
3.3 केवी स्विचगियर	66	3828	1056	4884
एचटी मोटर्स	118	6844	1888	8732
एलटी मोटर्स	1135	65830	18160	83990
एलटी ट्रान्सफार्मर	30	1740	480	2220
एलटी एमसीसी बैनल	287	16646	4592	21238
415 की स्विचगियर बैनल	75	4350	1200	5550
डीसी बैटरी	4	232	64	296
बैटरी चार्जर	6	348	95	444
11 की सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	13	754	208	962
11 केवी मल्टी कोर केबल(कि०मी०)	18	1044	288	1332
3.3 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	12	696	192	888
3.3 केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	8	464	128	592
1.1 केवी धावर केबल (कि०मी०)	200	11600	3200	14800
1.1 केवी कंट्रोल केबल (कि०मी०)	375	21750	6000	27750
आपातकालीन डीजी सेट 1500 केवीए*	1	96	25	121

\* 1 फालतू जीटी और 1 अवर डीजी प्रत्येक परियोजना (2 यूनिटें) के लिए समझा गया है।

# 765/400/132 केवी स्विचगैड उपकरणों और एचटी/एलटी बस टक्के को शामिल नहीं किया गया है।

## परिशिष्ट- 16.3

11वीं योजना व 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के 300/250/210 मेगावाट तापीय यूनिटों के लिए  
उपकरण आवश्यकता

मद	300/250/210 मेगावाट की एक यूनिट के लिए आवश्यकता	11वीं योजना	12वीं योजना	जोड़
		59 यूनिटें (37 परियोजनाएं)	10 यूनिटें (6 परियोजनाएं)	69 यूनिटें (43 परियोजनाएं)
जीटी* 315 एमवीए जेन वी/237 केवी तीन फेज	1	96	16	112
एसटी 55/27.5/27.5 एमवीए 220/6.9/6.9 केवी	1	59	10	69
यूटी 20 एमवीए जेन वी/6.9 केवी	2	118	20	138
विशिष्ट सेवा ट्रांसफार्मर 10 एमवीए 6.6/11.5	1	59	10	69
11 केवी स्विचगियर	15	885	150	1035
6.6 केवी स्विचगियर	96	5664	960	6624
एचटी मोटर्स	93	5487	930	6417
एलटी मोटर्स	1041	61419	10410	71829
एलटी ट्रांसफार्मर	26	1534	260	1794
एलटी एमसीसी पैनल	225	13275	2250	15525
415 की स्विचगियर पैनल	75	4425	750	5175
डीसी बैटरी	6	354	60	414
बैटरी चार्जर	6	354	60	414
11 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	2	118	20	138
11केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	2	118	20	138
6.6केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	16	944	160	1104
6.6केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	16	944	160	1104
1.1केवी पावर केबल (कि०मी०)	200	11800	2000	13800
1.1 केवी कंट्रोल केबल (कि०मी०)	400	23600	4000	27600
आपातकालीन डीजी सेट	1	96	16	112

\* 1 फालतू जीटी और 1 अदद डीजी प्रत्येक परियोजना (2 यूनिटों) के लिए समझा गया है।

# 765/400/132 केवी स्विचगियर्ड उपकरणों और एचटी/एलटी बस डक्टों को शामिल नहीं किया गया है।

## परिशिष्ट - 16.4

11वीं योजना व 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के 125 मेगावाट तापीय यूनिटों के लिए उपकरण आवश्यकता

विवरण	125 मेगावाट की एक यूनिट के लिए आवश्यकता	11वीं योजना
		8 यूनिटें (5 परियोजनाएं)
जीटी* 160 एमवीए तीन फेज	1	13
एसटी 55/27.5/27.5 एमवीए	1	8
यूटी 20 एमवीए	2	16
विविध सेवा ट्रांसफार्मर 20 एमवीए	1	8
11 केवी स्विचगियर	15	120
6.6 केवी स्विचगियर	96	768
एचटी मोटर्स	45	360
एलटी मोटर्स	324	2592
एलटी ट्रांसफार्मर	25	200
एलटी एमसीसी पैनल	17	136
415 के स्विचगियर पैनल	75	600
डीसी बैटरी	6	48
बैटरी चार्जर	6	48
11 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	2	16
11केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	2	16
6.6 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	16	128
6.6 केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	16	128
1.1केवी पावर केबल (कि०मी०)	200	1600
1.1 केवी कंट्रोल केबल (कि०मी०)	400	3200
आपातकालीन डीजी सेट 1500 क्वीए*	1	13

\* 1 फालतू जीटी और 1 अदद डीजी प्रत्येक परियोजना (2 यूनिटों) के लिए समझा गया है।

# 765/400/132 केवी स्विचगियर्ड उपकरणों और एचटी/एलटी बस डक्टों को शामिल नहीं किया गया है।

## परिशिष्ट-16.5

गैस/एलएनजी आधारित संयंत्र

11वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के गैस आधारित तापीय यूनिटों हेतु उपकरण आवश्यकता

मद	एक माध्यूल के लिए आवश्यकता (360 मेगावाट)	11वीं योजना
		13 माध्युलस (13 परियोजनाएं)
जेन ट्रांसफार्मर (2 अदद 111 एमवीए एवं 1 अदद 146 एमवीए)	3	52
यूनिट अनुचंगी ट्रांसफार्मर 20 एमवीए	2	26
एचटी मोटरे	13	169
एलटी मोटरे	36	468
एलटी ट्रांसफार्मर	10	130
415 वी स्विचगियर पैनल	17	221
डीसी बैटरी	7	91
बैटरी चार्जर	11	143
आपातकालीन डीजी सेट	1	26
जेन. सर्किट ब्रेकर	6	78
6.6 केवी स्विचगियर	31	403
एचटी पावर केबल (कि०मी०)	200	2600
एलटी पावर एवं कंट्रोल केबल (कि०मी०)	500	6500

\* 765/400/132 केवी स्विचयार्ड उपकरणों और एचटी/एलटी बस डक्टों को शामिल नहीं किया गया है।

## परिशिष्ट-16.6

11वीं योजना व 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के लिए कोयला, भूरा कोयला और गैस आधारित कुल तापीय उपकरण आवश्यकता

मद	कोयला/भूरा कोयला आधारित संयंत्रों हेतु कुल आवश्यकता	गैस/एलएनजी आधारित संयंत्रों हेतु कुल आवश्यकता	जोड़
जीटी	562	52	614
एसटी	202		202
यूटी	330	26	356
आईसीटी	62		62
विविध सेवा ट्रांसफार्मर 20 एमवीए	92		92
अनुबंधी ट्रांसफार्मर	574		574
33 केवी स्विचगियर	408		408
11 केवी स्विचगियर	9285		9285
6.6 केवी स्विचगियर	7392	403	7795
3.3 केवी ब्रेकर	9168		9168
एचटी मोटर्स	22956	169	23124
एलटी मोटर्स	230015	468	230483
एलटी ट्रांसफार्मर	5846	130	5976
एलटी एमसीसी पैनल	54749		54749
415 वी स्विचगियर पैनल	16425	221	16646
डीसी बैटरी	1013	91	1104
बैटरी चार्जर	1263	143	1406
33 केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	163		163
11केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	2187		2187
11केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	2710		2710
6.6केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	1232		1232
6.6केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	1232		1232
3.3केवी सिंगल कोर केबल (कि०मी०)	1296		1296
3.3केवी मल्टी कोर केबल (कि०मी०)	1204		1204
एचटी पावर केबल		2600	2600
एलटी पावर एवं कंट्रोल केबल (कि०मी०)		6500	6500
जेन. सर्किट ब्रेकर		78	78
1.1केवी पावर केबल(कि०मी०)	42083		42083
1.1केवी कंट्रोल केबल (कि०मी०)	77267		77267
आपातकालीन डीजी सेट 1500 केवीए	312	26	338

## परिशिष्ट-16.7

तापीय केन्द्रों के साथ सहबद्ध स्विचगार्डों के लिए विद्युत उपकरणों की आवश्यकता

क. 765 केवी स्विचगार्ड उपकरण - ब्रेकर और आर्ची स्क्रीन (800 मेगावाट के यूनिट आकार वाली परियोजनाओं के लिए)					
	मद	एक स्के- हेतु आवश्यकता	11वीं योजना (1 परियोजना) (6 बे)	12वीं योजना (4 परियोजनाएं) (24 बे)	जोड़ (5 परियोजनाएं) (30 बे)
क.	सर्किट ब्रेकर	3 अदद प्रति 2 बे	9	36	45
ख.	आइसोलेटर	4 आइसोलेटर प्रति बे	24	96	120
ग.	करंट ट्रांसफार्मर	2 सेट प्रति बे	12	48	60
घ.	सीवीटी/पीटी	1 सेट प्रति लाइन बे एवं 1 सेट प्रति बस बार	8	32	40
ङ.	लाइटनिंग अरेस्टर	1 सेट प्रति बे	6	24	30
च.	वेव ट्रेप	2 अदद प्रति बे	12	48	60
ख. 400 केवी स्विचगार्ड उपकरण - ब्रेकर और आर्ची स्क्रीन (660 मेगावाट एवं 500 मेगावाट के यूनिट आकार वाली परियोजनाओं के लिए)					
	मद	एक स्के- हेतु आवश्यकता	11वीं योजना (41 परियोजनाएं) (246 बे)	12वीं योजना (18 परियोजनाएं) (78 बे)	जोड़ (54 परियोजनाएं) (324 बे)
क.	सर्किट ब्रेकर	3 अदद प्रति 2 बे	396	117	513
ख.	आइसोलेटर	4 आइसोलेटर प्रति बे	1056	312	1368
ग.	करंट ट्रांसफार्मर	2 सेट प्रति बे	528	156	684
घ.	सीवीटी/पीटी	1 सेट प्रति लाइन बे एवं 1 सेट प्रति बस बार	352	104	456
ङ.	गैपलेस लाइटनिंग अरेस्टर	1 सेट प्रति बे	264	78	342
च.	वेव ट्रेप	2 अदद प्रति बे	528	156	684
ग. 132 केवी उपकरण - मेन व ट्रांसफर स्क्रीन (800 मेगावाट, 660 मेगावाट एवं 500 मेगावाट के यूनिट आकार वाली परियोजनाओं के लिए)					
	मद	एक स्के- हेतु आवश्यकता	11वीं योजना (42 परियोजनाएं) (252 बे)	12वीं योजना (17 परियोजनाएं) (102 बे)	जोड़ (59 परियोजनाएं) (354 बे)
क.	सर्किट ब्रेकर	1 अदद प्रति बे	270	102	372
ख.	आइसोलेटर	3 आइसोलेटर प्रति बे	810	306	1116
ग.	करंट ट्रांसफार्मर	1 सेट प्रति बे	270	102	372
घ.	सीवीटी/पीटी	1 सेट प्रति लाइन बे एवं 1 सेट प्रति बस बार	405	153	558
ङ.	गैपलेस लाइटनिंग अरेस्टर	1 सेट प्रति बे	270	102	372
च.	वेव ट्रेप	2 अदद प्रति बे	540	204	744

घ.	220 केवी स्विचगार्ड उपकरण - डबल मेन व ट्रान्सफर (300/250 मेगावाट यूनिट आकार वाली परियोजनाओं एवं 360 मेगावाट यूनिट आकार वाले गैस माइग्रेटो के लिए)	एक स्लैब हेतु आवश्यकता	11वीं योजना (51 परियोजनाएं) (334 बे)	12वीं योजना (6 परियोजनाएं) (36 बे)	जोड़ (57 परियोजनाएं) (370 बे)
क.	सक्रिय ब्रेकर	1 अद्व प्रति बे	334	36	370
ख.	आइसोलेटर	3 आइसोलेटर प्रति बे	1002	108	1110
ग.	क्रेट ट्रान्सफार्मर	1 सेट प्रति बे	334	36	370
घ.	सीबीटी/पीटी	1 सेट प्रति लाइन बे एवं 1 सेट प्रति बस बार	487	54	541
ङ.	गैसलेस लाइटनिंग अरेस्टर	1 सेट प्रति बे	334	36	370
च.	डेव ट्रेप	2 अद्व प्रति बे	668	72	740

परिशिष्ट- 16.8

11वीं और 12वीं योजना क्षमता वृद्धि कार्यक्रम के लिए हाइड्रो परियोजनाओं हेतु कुल विद्युत एवं यांत्रिक उपकरण आवश्यकता

सं.	उपकरण	11वीं योजना (16,663 मेगावाट)	12वीं योजना (30,000 मेगावाट)	जोड़
<b>हाइड्रो - यांत्रिक</b>				
1	गेट्स और ड्राइव (सेट)			
	(I) रेडियल स्प्रिंज गेट	266	482	748
	(II) वर्टिकल लिफ्ट गेट	388	702	1090
2	बटरफ्लाई वाल्व (सेट)	30	54	83
3	मेन इनलेट वाल्व (सेट)	111	201	311
<b>विद्युत - यांत्रिक</b>				
4	टरबाइन (मेगावाट)	16653	30000	46,653
5	टरबाइन (सं.)	171	322	493
6	डिजिटल गवर्नर्स (सं.)	171	322	493
7	सिन. जेनरेटर (एमवीए)	18392	33333	51,725
8	सिन. जेनरेटर (सं.)	171	322	493
9	यूनिट कंट्रोल बोर्ड (सेट)	171	322	493
10	मोटर व मोटर कंट्रोल सेंटर (यूनिट)	1314	2382	3,696
11	ट्रान्सफार्मर (यूएटी व एसएसटी) (एमवीए)	220	399	619
12	स्टैटिक एक्साइटेशन सिस्टम (सेट)	171	322	493
13	हायनीमिक ब्रेक आइसोलेटर (सेट)	58	104	162
14	एनजी क्यूबिकल इन्व. ट्रान्सफार्मर (सेट)	171	322	493



1	2	3	4	5
15	11/13.8 केवी/24 केवी आइसोलेटिड रेंज बस डक्ट (आईपीवीडी) (मीटर)	36918	66905	103,820
16	11/13.8/24 केवी सीटी (1- फेज यूनिट)	8860	16057	24,917
17	एसएवीटी क्यूबिकल (सेट)	171	322	483
18	132 केवी 220 केवी/400 केवी जेनरेटर ट्रांसफार्मर (एसवीए)	20231	36866	56,898
19	11 केवी स्विचगियर बोर्ड ( यूनिट)	189	361	561
20	132 केवी/220 केवी/400 केवी आउटडोर स्विचगियर ( यूनिट)			
	सर्किट ब्रेकर	458	830	1,287
	कंपेसिटर वोल्टेज	311	563	874
	ईएचवी वोल्टेज ट्रांसफार्मर	155	281	436
	लाइटनिंग अरेस्टर (एसए)	930	1686	2,616
	आइसोलेटर	478	867	1,346
	ईएचवी करंट ट्रांसफार्मर	1065	1967	3,052
21	416 वी स्विचगियर बोर्ड यूनिट	534	967	1,501
22	220/400 केवी जीआईएस (वै)	129	234	363
23	ईएचवी एक्सएलपीई केबल (कि०मी०)	40	72	112
24	ईएचवी बस डक्ट ( कि०मी०)	18	32	50

...

परिशिष्ट-2  
राष्ट्रीय विद्युत योजना  
(खण्ड-II)  
संचारण

परिवर्णी शब्द

परिवर्णी शब्द और विस्तारण

परिवर्णी शब्द	विस्तारण
एबीटी	उपलब्धता आधारित टैरिफ
एसी	प्रत्यावर्ती धारा
एडीबी	एशियाई विकास बैंक
आईजीसीएल	असम इलेक्ट्रिक जनरेशन कंपनी लिमिटेड
आईआरसी	असम विद्युत विनियामक आयोग
अ.शा.	अखिल भारत
एपीलोआरपी	त्वरित विद्युत विकास और सुधार कार्यक्रम
एपीपी	एटोमिक विद्युत संयंत्र
एपी ट्रांसको	आंध्र प्रदेश संचारण निगम
एयूजी	संवर्धन
बी-टी-बी	सहपृष्ठ
के.वि.प्रा	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण
सीईआरसी	केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग
सीकेएम	सर्किट किलोमीटर
सीवीपी	केंद्रीय विद्युत परियोजना
सीपीएसयू	केंद्रीय सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम
सीएसईबी	छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत बोर्ड
सीटीयू	केंद्रीय संचारण यूटीलिटी
डी/सी	दोहरा परिपथ
डीवीसी	दामोदर घाटी निगम
वि.अ. 2003	विद्युत अधिनियम 2003
ईएचवी	अतिरिक्त उच्च वोल्टता
ईएमटीपी	विद्युत-चुम्बकीय अल्पकालिक घटना
ईपीएस	विद्युत शक्ति सर्वेक्षण
पूर्.क्षे.	पूर्वी क्षेत्र
ईआरसी	विद्युत विनियामक आयोग

एफएसीटीएस	नम्य ए सी संचारण प्रणाली
जीईटीसीओ	गुजरात ऊर्जा संचारण निगम
जीआईएस	गैस पृथक्कारी स्विचगियर
जीओआई	भारत सरकार
गी.वो.ए.	गीगा वोल्ट एम्पियर
गी.वा.	गीगावाट
गी.वा.वि.	गीगा वाट विद्युत
एचईपी	जल-विद्युत परियोजना
एचवीडीसी	उच्च वोल्टता प्रत्यक्ष घास
आईसीटीएस	अंतः संयोजन ट्रांसफॉर्मर
आईएसटीएस	अंतर-राज्य संचारण प्रणाली
जेवी	संयुक्त उद्यम
केपीटीसीएल	कर्नाटका पावर ट्रांसमिशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड
केयूएमपीपी	कृष्णापट्टनम यूएमपीपी
कि.वो.	किलो वोल्ट
लिलो	लाइन इन लाइन आउट
एलएनजी	तरलीकृत प्राकृतिक गैस
एलटी	निम्न तनन
एलटीओए	दीर्घावधि खुली पहुँच
एमएपीपी	मद्रास एपीपी
एमओपी	विद्युत मंत्रालय
मे.वो.ए.	मेगा वोल्ट एम्पियर
मे.वो.ए.आर.	मेगा वोल्ट एम्पियर प्रतिघातक
मे.वा.	मेगावाट
नीपको	नॉर्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर कॉर्पोरेशन
एनईपी	राष्ट्रीय विद्युत योजना
उ.पू.क्षे.	उत्तर-पूर्वी क्षेत्र
एनएचपीसी	राष्ट्रीय जल विद्युत निगम
एनएलसी	नवेली लिंग्नाइट कॉर्पोरेशन
एनएलसीपीआर	न समाप्त होने वाले केंद्रीय पूल संसाधन

एनपीसी	न्यूक्लीयर पावर कार्पोरेशन
एनपीसीआईएल	भारतीय नाभिकीय विद्युत निगम लिमिटेड
उ.क्षे.	उत्तरी क्षेत्र
एनटीपीसी	राष्ट्रीय थर्मल पावर निगम
ओएनजीसी	तेल एवं प्राकृतिक गैस निगम
प्रचा.	प्रचालित
पीएफबीआर	चूर्णित ईंधन प्रजनन रिएक्टर
पीएफसी	विद्युत वित्त निगम
पीजी	पावर ग्रिड
पीजीसीआईएल	पावरग्रिड कार्पोरेशन ऑफ इंडिया लिमिटेड
पीएलसीसी	पावर लाइन केरियर कम्युनिकेशन
पीएलएफ	संयंत्र भार गुणक
पीएमजीवाई	प्रधानमंत्री ग्रामीण योजना
पीपीए	विद्युत क्रय करार
पीएसएस	विद्युत प्रणाली स्टेबलाइजर
पीएसयू	सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम
पीटीसी	विद्युत व्यापार निगम
पीटीसीयूएल	पावर ट्रांसमिशन कार्पोरेशन ऑफ उत्तरांचल लिमिटेड
क्वाड	चतुष्पदी बंडल चालक
आर एंड एम	नवीकरण एवं आधुनिकीकरण
आरएपीपी	राजस्थान एपीपी
आरई	ग्रामीण विद्युतीकरण
आरईबी	क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड
आरएल	मूल लंबाई
आरएलडीसी	क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र
आरओडब्ल्यू	मार्गाधिकार
आरपीसीएस	क्षेत्रीय विद्युत समिति
एस/सी	एकल परिपथ
डी/सी पर एस/सी	दोहरे परिपथ टावर पर एकल परिपथ
एस/एस	उप-केंद्र

एससी	श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति
एसईबी	राज्य विद्युत बोर्ड
एसईआरसी	राज्य विद्युत विनियामक आयोग
एसएलडीसी	राज्य भार प्रेषण केंद्र
द.क्षे.	दक्षिणी क्षेत्र
एसआरएलडीसी	दक्षिणी क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र
एसटीएटीसीओएम	स्थैतिक क्षतिपूर्ति
एसटीजी 2 सर्किट	दोहरे परिपथ को कसना
एसटीओए	लघु अवधि खुली पहुँच
एसटीयू	राज्य संचारण यूटीलिटी
एसवीसी	स्थैतिक वीएआर क्षतिपूर्ति
टीएपीपी	तारापुर एपीपी
टीसीकेएम	हजार सर्किट किलोमीटर
टीसीएससी	थाईरिस्टर नियंत्रित श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति
टीएम	यमल मूस
टीपीएस	ताप विद्युत केंद्र
टीएसईसीएल	त्रिपुरा राज्य विद्युत निगम लिमिटेड
यूसीपीटीटी	एकीकृत सामान्य पूल संचारण टैरिफ
यूएचवीडीसी	अल्ट्रा एचवीडीसी
यूआई	असूचीबद्ध अंतर परिवर्तन
यूएलडीसी	एकीकृत भार प्रेषण केंद्र
यूएमपीपी	अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना
वीएआर	वोल्ट एक्पीयर प्रतिघातक
वीएलजीओ	बहुत बड़े ग्रीड प्रचालक
प.क्षे.	पश्चिमी क्षेत्र

## कार्यकारी सारांश

## कार्यकारी सारांश

## 1.0 प्रस्तावना

## 1.1 राष्ट्रीय विद्युत योजना - संचारण

विद्युत अधिनियम 2003 के खंड 3 के अनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (के.वि.प्रा.) को राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसरण में राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने और पाँच वर्षों में एक बार ऐसी योजना अधिसूचित करने का उत्तरदायित्व सौंपा गया है। अधिनियम में प्रावधान किया गया है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना का मसौदा विभिन्न भागीदारों से सुझाव और आपत्तियाँ आमंत्रित करके प्रकाशित किया जाएगा और के.वि.प्रा. को राष्ट्रीय विद्युत योजना अधिसूचित करने से पूर्व केंद्रीय सरकार से अनुमोदन प्राप्त करना होगा।

के.वि.प्रा. ने राष्ट्रीय विद्युत योजना का मसौदा तैयार किया और उसे अपनी वेबसाइट के माध्यम से सभी भागीदारों को उपलब्ध कराया। एन.ई.पी. के मसौदे पर विभिन्न भागीदारों द्वारा विचार-विमर्श भी किया गया था। इस प्रकाशन का शीर्षक "राष्ट्रीय विद्युत योजना (वाल्थूम-II)-संचारण" है जिसमें 2011-12 तक राष्ट्रीय संचारण योजना अपने अद्यतन रूप में शामिल है और जिसमें मसौदा दस्तावेज पर विभिन्न भागीदारों की टिप्पणियों/सुझावों और उत्पादन तथा संचारण के बीच आंतरिक सुगंतता सुनिश्चित करते हुए राष्ट्रीय विद्युत योजना (वाल्थूम-I) - उत्पादन " के अनुसार अद्यतन उत्पादन कार्यक्रम को ध्यान में रखा गया है।

## 1.2 संचारण में योजनाबद्ध विकास

विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए ढाँचा विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948 के आरंभ होने के साथ निर्धारित किया गया था जिसमें विद्युत क्षेत्र के समन्वित विकास के लिए के.वि.प्रा. की स्थापना का प्रावधान किया गया था और के.वि.प्रा. को विद्युत विकास के लिए योजना तैयार करने और राष्ट्रीय विद्युत संसाधनों के नियंत्रण और उपयोग के संबंध में योजना एजेंसियों के क्रियाकलापों को समन्वित करने के लिए भी उत्तरदायी बनाया गया था। इस अधिनियम में राज्यों में राज्य विद्युत बोर्ड (एस.ई.बी.) गठित करने का भी प्रावधान है। इस प्रकार अर्द्ध-शहरी और ग्रामीण क्षेत्रों को विद्युत के लाभों के विस्तार के लिए संचारण और वितरण प्रणाली के विकास की प्रक्रिया प्रारंभ हुई। 1964 में एक बड़े पैमाने पर समन्वित विद्युत क्षेत्र आयोजना और संसाधनों के अधिकतम विकास और उपयोग के लिए राज्य ग्रिड प्रणाली के एकीकरण के प्रयोजनार्थ देश का पाँच क्षेत्रों अर्थात् पूर्वी क्षेत्र, उत्तर-पूर्वी क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र, पश्चिमी क्षेत्र और दक्षिणी क्षेत्र में सीमांकन कर दिया गया था और एकीकृत प्रचालन को सुकर बनाने के लिए प्रत्येक क्षेत्र में क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड स्थापित कर दिए गए थे। 1975 में केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन युटीलिटियाँ नामशः एन.एच.पी.सी. और एन.टी.पी.सी. बनाई गई थीं ताकि उत्पादन क्षमता के संबंध में राज्यों के प्रयासों को पूरा किया जा सके। इन निगमों ने बड़े क्षेत्रीय उत्पादन केंद्र गठित किए जिसके लाभ क्षेत्र के राज्यों द्वारा बाँट लिए गए थे। विद्युत के निष्क्रमण के लिए संबंधित संचारण प्रणाली का निर्माण और घटक राज्यों को विद्युत का वितरण भी इन निगमों को सौंपा गया है। इसके साथ ही संचारण प्रणाली में आयोजना और विकास का केंद्र राज्य ग्रिड प्रणाली से क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली में परिवर्तित हो गया। इसके परिणामस्वरूप क्षेत्रीय नेटवर्क बनाए गए और 1980 के अंत तक सुदृढ़ क्षेत्रीय नेटवर्क सामने आए।

वर्तमान शताब्दी के आगमन से देश में उत्पादन की आयोजना और संचारण प्रणाली का केंद्र क्षेत्रीय स्तर पर्याप्त की अवस्थिति से परिवर्तित होकर अखिल भारतीय आधार पर संसाधनों के उपयोग से इष्टतमीकरण की अवधारणा तक हो गया। के.वि.प्रा. द्वारा किए गए उत्पादन आयोजना अध्ययनों से यह संकेत मिलता है कि अखिल भारत आधार पर योजनाबद्ध 100 गी.वा. की क्षमता अभिवृद्धि क्षेत्रीय आधार पर योजनाबद्ध 113 गी.वा. की अभिवृद्धि के बराबर थी। उत्पादन में निवेश में परिणामी बचन एक सुदृढ़ राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली उपलब्ध कराने के लिए संचारण में संवर्द्धात्मक निवेश से काफी अधिक थी, जो एक ऐसे अखिल भारतीय उत्पादन आयोजना और विकास को समर्थ बनाएगी।

### 1.3 विद्युत क्षेत्र में विकास की महत्वपूर्ण घटनाएँ

1948	विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948
1950-60	राज्य ग्रिडों की वृद्धि और 220 कि.वो.वोल्टता स्तर का प्रारंभ
1964	क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों का गठन
1965-73	क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली बनाने के लिए राज्य ग्रिडों का संयोजन
1977	400 कि.वो. वोल्टता स्तर का प्रारंभ
1980-88	क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों का केंद्रीय क्षेत्र उत्पादन के साथ संबंधित संचारण प्रणाली के रूप में विकास
1989	एच.वी.डी.सी.बैक-टू-बैक प्रणाली
1990	एच.वी.डी.सी. द्वि-ध्रुवीय लाइन की शुरूआत
1997	पूर्वी क्षेत्र और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र का तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
1999	अखिल भारत प्रणाली की ओर संचारण आयोजना का पुनः अभिमुखीकरण
2000	765 कि.वो संचारण लाइन (प्रारंभ में 400 कि.वो पर आवेशित की गई)
2002	2012 तक अखिल भारतीय राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के लक्ष्य के लिए योजना
2003	विद्युत अधिनियम 2003
2003	संचारण में खुली पहुँच
2003	पश्चिमी क्षेत्र का पूर्वी क्षेत्र उत्तर-पूर्वी क्षेत्र प्रणाली के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
2003	बल्क अंतर-क्षेत्रीय एच.वी.डी.सी.संचारण प्रणाली के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
2006	उत्तर क्षेत्र का पूर्वी क्षेत्र - उत्तर-पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र प्रणाली व. साथ तुल्यकालिक अंतः संयोजन
2007	सिपत उप-स्टेशन का 765 कि.वो. प्रचालन

### संभावित आगामी घटनाक्रम

2007	765 कि.वो. संचारण लाइनों का 765 कि.वो. प्रचालन
2012	± 800 कि.वो. एच.वी.डी.सी. द्वि-ध्रुवीय लाइन
2012	दक्षिणी क्षेत्र का शेष अखिल भारत ग्रिड के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन

## 2.0 संचारण में नीति, वृद्धि लक्ष्य और विकास प्रक्रिया

### 2.1 अधिनियम प्रावधान और राष्ट्रीय विद्युत नीति

10 जून 2003 को अधिसूचित विद्युत अधिनियम 2003 में सुधारों को प्रोत्साहित करने के लिए मूलभूत ढाँचे और इस क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा की शुरुआत करने का प्रावधान है। इस अधिनियम में विद्युत क्षेत्र के लिए उदार ढाँचे का सृजन करने की माँग की गई है। राष्ट्रीय विद्युत नीति संचारण विस्तार योजना के विकास के लिए विस्तृत दिशा-निर्देश और उद्देश्य प्रदान करते हैं जिसमें विद्युत क्षेत्र की सुव्यवस्थित वृद्धि और विकास, संचारण में खुली पहुँच, और संचारण क्षेत्र में निजी निवेश को प्रोत्साहित करने को ध्यान में रखा गया है।

### 2.2 वृद्धि लक्ष्य

- (1) पूरे देश में संचारण प्रणाली का विकास ताकि सभी क्षेत्रों में विद्युत प्रणाली के समान स्तर हो सकें।
- (2) पर्याप्त संचारण प्रणाली विकास ताकि उत्पादन संसाधनों के जल-ताप मिश्रण का आशावादी ढंग से उपयोग किया जा सके।
- (3) विद्युत के विविधता आधारित विनिमय के लाभों को प्राप्त करना।
- (4) केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तैयार राष्ट्रीय विद्युत योजना सी.टी.यू. और एस.टी.यू. द्वारा संचारण प्रणाली की आयोजना और विकास की प्रक्रिया में निर्देशक दस्तावेज के रूप में कार्य करेगा।
- (5) विद्युत के व्यापार को सुकर बनाने के लिए संचारण प्रणाली।
- (6) प्रौद्योगिकी विकल्पों के तकनीकी-आर्थिक मूल्यांकन और संभाव्यता विश्लेषण पर आधारित संचारण नेटवर्क का अधिकतम विकास।
- (7) विद्युत संचारण गलियारों के इष्टतमीकरण की आवश्यकता है।
- (8) संचारण क्षमता का स्तरवार विकास।
- (9) देश के उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में 30-35 गेगा वाट की जल विद्युत संभाव्यता है जिसमें से अधिकांश का सभी विकास किया जाना है। उत्तर-पूर्वी क्षेत्र विद्युत का अधिकांश भाग 2500 कि.मी. से अधिक दूरी वाले उत्तर क्षेत्र/प. क्षेत्र को प्रत्यक्ष रूप से संचारित किया जाएगा। दूरगामी क्षेत्रों में मार्गाधिकार की अड़चनों पर विचार करते हुए और समस्त मार्गाधिकार को सुरक्षित रखने के लिए भी एच.वी.डी.सी. के संकर नेटवर्क सहित उच्च क्षमता की संचारण प्रणाली और उच्च क्षमता की 400 कि.वो. एसी/765 कि.वो एसी का विकास करने की आवश्यकता होगी।
- (10) राष्ट्रीय पॉवर ग्रिड का गठन सुनियोजित मार्ग पर पॉवर प्रणाली के विकास को चलाने का प्रारंभिक प्रयास है। एक सुदृढ़ अखिल भारतीय ग्रिड देश में असमान रूप से वितरित उत्पादन संसाधनों का उनकी इष्टतम संभाव्यता तक दोहन करना संभव बनाएगा।
- (11) देश के पूर्वी हिस्से में उत्पादक क्षमता के पूर्ण उपयोग के लिए एक पर्याप्त संचारण प्रणाली देश के पूर्वी हिस्से के भीतर गठित की जाएगी और जो देश के पूर्वी हिस्से को पश्चिमी, दक्षिणी और उत्तरी क्षेत्रों से भी जोड़ेगी।
- (12) क्षेत्रीय ग्रिडों का सतत विकास करना ताकि प्रत्येक क्षेत्र के भीतर संचारण आवश्यकताओं को पूरा किया जा सके।



- (13) विद्युत वितरण नेटवर्क का समग्र परिप्रेक्ष्य में इष्टतमीकरण करने की आवश्यकता है। यह प्रयास सभी स्थानों पर, जहाँ माँग 300 मेगा वाट से अधिक है क्षेत्रीय ग्रिड उप-स्टेशन (अधिमानतः एक 400 कि.वो. ग्रिड उप-केंद्र) उपलब्ध कराने के लिए होगा।
- (14) 200 कि.वो. और 132 कि.वो. तथा उपसंचारण और वितरण प्रणाली पर भी एक समान संचारण प्रणाली का विकास।
- (15) संचारण परियोजनाओं की परिपक्वता अवधि को उत्पादन परियोजनाओं की परिपक्वता अवधि में कमी को ध्यान में रखते हुए उपयुक्त रूप से कम करना और राष्ट्रीय विद्युत योजना के विचलन की संभावना तथा गैर-विभेदकारी खुली पहुँच प्रणाली के तहत विद्युत का व्यापार।
- (16) जंगल की कटाई के लिए प्रक्रियाओं को विनियामक प्रक्रियाओं के समानांतर किया जाना चाहिए।
- (17) वायु क्षेत्र मानचित्रण और विभिन्न प्रकार के टॉवरों का मानक आरेखण तथा मृदा जाँच पहले ही की जानी चाहिए ताकि संचारण प्रणाली के लिए विनिर्माण समय को पर्याप्त रूप से कम किया जा सके।
- (18) निजी क्षेत्र की भागीदारी लागत जमा आधार के बजाय प्रतिस्पर्धात्मक मार्ग के जरिए होनी चाहिए।
- (19) विद्युत प्रणाली के सुचारु अंतःसंयोजित प्रचालन के लिए पर्याप्त भार प्रेषण और दूरसंचार सुविधाओं की उपलब्धता आवश्यक है।
- (20) भार प्रेषण केंद्रों और विभिन्न युटिलिटियों के नियंत्रण कक्षों के बीच कार्यक्षम वाणी दूरसंचार सुविधाओं की भी आवश्यकता है।
- (21) नवीकरण और अनुक्षण कार्यक्रम, अवशिष्ट जीवन मूल्यांकन और संचारण में पुनरुद्धार दक्षताओं पर जोर।
- (22) तुल्यकाल में प्रचालनरत विद्युत प्रणालियों में पर्याप्त रक्षोपायों का प्रावधान किया जाना चाहिए।
- (23) संचारण युटिलिटियों को उचित प्रक्रियाएँ अपनाकर प्रणाली उपलब्धता के उच्च स्तर को कायम रखना चाहिए।
- (24) यह नोट किया गया है कि देश के उत्तर-पूर्वी और पूर्वी हिस्सों तथा देश के उत्तरी हिस्से से देश के अन्य हिस्सों में जल-विद्युत परियोजनाओं का भारी विद्युत प्रवाह होगा। इस प्रकार विनियामक आयोगों द्वारा निर्धारित टैरिफ विद्युत प्रवाह की दिशा, दूरी और विद्युत प्रवाह की मात्रा के लिए संवेदनशील होगा।
- (25) संचारण टैरिफ से इस क्षेत्र में निवेश को प्रोत्साहन मिलेगा और यह अपेक्षित संचारण नेटवर्क के विकास को भी सुकर बनाएगा।
- (26) संचारण क्षेत्र मूल रूप से एक उच्च प्रौद्योगिकी क्षेत्र होगा जिसमें उच्च प्रकार की तकनीकी कुशलता और प्रबंधकीय कौशल की आवश्यकता होगी। इन संसाधनों का विकास करने के प्रयास किए जाएँगे।
- (27) देश के संचारण कार्यक्रम का समर्थन एक पर्याप्त अनुसंधान विकास प्रयास द्वारा किया जाना चाहिए।

### 2.3 विकास प्रक्रिया

- (1) कर्नाट क्षेत्र के अंतर्गत अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली का विकास किया जा रहा है। एक विशेष समय-सीमा के लिए संचारण प्रणाली की आयोजना के वि.प्रा. द्वारा लघु अवधि और सापेक्ष योजना तैयार करने को ध्यान में रखती है और उत्पादन परियोजनाएँ पूरी करने के लिए चलाई जाती हैं ताकि अवधि के दौरान लाभ उठाए जा सकें। अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली का विकास मौसमी और दिन की अवधि के उतार-चढ़ाव पर विचार करके विभिन्न प्रेषण परिदृश्यों के आधार पर किया जाता है।
- (2) अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली को राष्ट्रीय स्तर पर समग्र ईष्टतमीकरण को ध्यान में रखते हुए तैयार किया जाता है।
- (3) अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली में अंतर क्षेत्रीय और साथ ही अंतरा-क्षेत्रीय प्रणाली शामिल है और यह क्षेत्रीय और अंतर-क्षेत्रीय लाभों के लिए उत्पादक केंद्रों से विद्युत के राज्य ग्रिड के विद्युत निष्क्रमण, संचारण और वितरण का प्रबंध करती है और यूटिलिटियों अथवा उत्पादन कंपनियों और यूटिलिटियों के बीच व्यापार के कारण विद्युत के विनिमय के लिए अंतर-क्षेत्रीय और अंतरा-क्षेत्रीय हस्तांतरण क्षमता के लिए संचारण प्रणाली की आवश्यकता का भी प्रबंध करती है।
- (4) संचारण प्रणाली की आवश्यकता का विकास विद्युत प्रणाली के अध्ययनों के आधार पर किया जाता है और संचारण प्रणाली आयोजना के लिए क्षेत्रीय स्थायी समितियों के जरिए इनको सुदृढ़ किया जाता है। उत्पादन के निष्क्रमण अथवा प्रणाली सुधार के लिए विकसित अंतर-राज्यीय संचारण प्रणालियों पर संचारण आयोजना संबंधी स्थायी समिति में विचार-विमर्श किया जाता है और इसे अंतिम रूप दिया जाता है।
- (5) क्षेत्रीय स्थायी समितियों द्वारा क्षेत्रीय/अंतर-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के संबंध में संचारण प्रस्तावों को अंतिम रूप देने के पश्चात पावर ग्रिड, सी.टी.यू. के रूप में अपनी भूमिका के रूप में परियोजना तैयार करने और कार्यान्वयन की प्रक्रिया में आगे बढ़ता है। प्रतिस्पर्धात्मक बोली मार्ग के जरिए संचारण में निजी क्षेत्र की भागीदारी के लिए स्थिति में परिवर्तन आता है।
- (6) वर्तमान में एक दी गई विद्युत परियोजना के लिए विद्युत निष्क्रमण स्कीम के कार्यान्वयन की प्रक्रिया की आवधिक समीक्षा प्रचलन में है। तथापि उन संभावित प्रचालनात्मक समस्याओं को दूर करने के लिए और अधिक प्रयासों की जरूरत होगी, जो तब प्रचलित होगी जब विद्युत परियोजना की पहली यूनिट को ग्रिड के साथ संयोजित किया जाता है अथवा जब निम्नतर से अधिकतर वोल्टता तक लाइनों का उन्नयन किया जाता है। अतः अनुकरण अध्ययनों पर आधारित ऐसी स्कीमों को आरंभ करने से लगभग एक वर्ष पूर्व संभावित प्रचालनात्मक समस्याओं का पता लगाना अपेक्षित है और अभिज्ञात समस्याओं को कम करने के लिए उपयुक्त उपचारात्मक उपाय विकसित करना आवश्यक है। इस संबंध में क्षेत्रीय विद्युत समितियों (आर.पी.सी) के विशेष उत्तरदायित्व हैं।

### 3.0 संचारण आयोजना दर्शन

- 3.1 वर्षों से संचारण प्रणाली आयोजना कार्यकलाप क्षेत्रीय स्वतः पर्याप्तता के आधार पर किए जा रहे हैं। इस दर्शन पर आधारित संचारण प्रणाली के विकास के परिणामस्वरूप सुदृढ़ क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों का आविर्भाव हुआ है। अब क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियाँ, जो आधारभूत राज्य ग्रिड नेटवर्क से महत्वपूर्ण सहायता लिए बिना अंतर-राज्यीय संचारण आवश्यकताओं को पूरा करने में सक्षम हैं, पहले ही मौजूद हैं। उत्पादन आयोजना के अखिल भारतीय आधार की ओर अग्रसर होने के

साथ ताकि उत्पादन संसाधनों का अधिकतम रूप से विकास किया जा सके, क्षेत्रीय ग्रिडों के लिए संचारण आयोजना में केंद्र क्षेत्रीय अवधारणा से हटकर राष्ट्रीय अवधारणा की ओर हो गया है। यह अवधारणा कोयले के परिवहन की तुलना में बिजली का संचारण, राष्ट्रीय ग्रिड में अतिरिक्त निवेश से अधिक उत्पादन क्षमता में निवेश में बचत (जब अखिल भारतीय आधार पर योजना बनाई जाए) और क्षेत्रीय मांग में विविधता के कारण बचत, रिजर्व की हिस्सेदारी, जल संसाधनों का उचित उपयोग तथा प्रचालनात्मक लागत को कम करने का समर्थन करने वाली लागत अर्थव्यवस्थाओं को ध्यान में रखते हुए उभरी है।

- 3.2** 14100 मे.वा. (200 कि.वो. और अधिक) के स्तर की अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता के साथ राष्ट्रीय ग्रिड अब एक वास्तविकता है। 2006 में ताला संचारण प्रणाली के आरंभ होने के साथ पूर्वोत्तर क्षेत्र को तुल्यकालिक रूप से उत्तर पूर्व क्षेत्र - पू. क्षेत्र - प. क्षेत्र ग्रिड प्रणाली से अंतःसंयोजित किया गया था जिससे उ.पू. क्षेत्र - पू. क्षेत्र - प. क्षेत्र - उ. क्षेत्र ग्रिड तुल्यकालिक रूप से प्रचालन कर रहा है। दक्षिणी क्षेत्र ग्रिड को गाजुवाका (1000 मे.वा), तलचर - कोलार (2000 मे.वा) और चंद्रपुर (1000 मे.वा) पर एच.वी.डी.सी. अंतःसंयोजन के साथ पूर्वी और पश्चिमी ग्रिडों के साथ संयोजित किया गया है। इस प्रकार मौजूदा और योजनाबद्ध/कार्यान्वयन के अधीन विभिन्न क्षेत्रों को जोड़ने वाले उच्च क्षमता के एसी और एच.वी.डी.सी. संचारण योजकों के साथ संचारण प्रणाली विकास राष्ट्रीय ग्रिड के मार्ग पर काफी आगे बढ़ गया है। इसका उद्देश्य अखिल भारतीय आधार पर पू.क्षेत्र/उ.पू. क्षेत्र के संसाधनों का संवर्द्धात्मक अनुप्रयोग, परस्पर क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के चरणबद्ध विकास और मार्गाधिकार (आर.ओ.डब्ल्यू) अड़चनों के समाधान के लिए दीर्घावधि परिप्रेक्ष्य में राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली को सुदृढ़ और सुरक्षित बनाना है।

### 3.3 संचारण विकास की प्रक्रिया

वृद्धि योजना के अधिकतम विकास के लिए राष्ट्रीय ग्रिड और क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों की केंद्रित आयोजना की आवश्यकता होती है। इसके साथ ही राज्य की संचारण प्रणाली की आयोजना के लिए समन्वय की आवश्यकता के लिए क्षेत्रीय ग्रिड विद्युत आपूर्ति अथवा विद्युत उत्पादन बिंदुओं के अंतरपृष्ठ पर मुख्य रूप से ध्यान दिए जाने की आवश्यकता है। इसे प्राप्त करने की प्रक्रिया केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा समन्वित की जा रही है। इस प्रक्रिया में शामिल उपाय ये हैं :

- केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तैयार की गई दीर्घावधि परिप्रेक्ष्य योजना पर आधारित प्रारंभिक प्रस्ताव।
- प्रस्ताव की विस्तृत जाँच के लिए मध्यम-दीर्घ अवधि समय सीमा का चुनाव करना ताकि प्रणाली तैयार की जा सके और अभिज्ञात समय अनुसूची के अनुसार कार्यान्वयन के लिए उपयुक्त स्कीम कार्यान्वित की जा सके।
- केंद्रीय संचारण युटिलिटी द्वारा विकल्पों का अध्ययन क्योंकि स्कीम पर मसौदा प्रस्ताव तैयार करने के लिए अध्ययन के संक्षिप्त विवरण की जरूरत होगी।
- अध्ययन के संक्षिप्त विवरण पर आधारित केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण के प्रस्ताव के विश्लेषण और आगे के विद्युत प्रणाली अध्ययन तथा क्षेत्र/क्षेत्रों की संचारण आयोजना संबंधी स्थायी समिति(यों) में विचार-विमर्श के लिए कार्यसूची नोट के सूत्रीकरण को स्कीम द्वारा प्रत्यक्ष रूप से लाभ होने होगा, यह वह क्षेत्र है जिसके लाभार्थियों को वचनबद्ध संचारण प्रभार अदा करने होंगे।
- संचारण आयोजना संबंधी क्षेत्रीय स्थायी समिति(यों) में विचार-विमर्श ताकि निष्पादन के लिए अपनाई जाने वाली स्कीमों के बारे में निर्णय लिया जा सके।

➤ संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समितियों द्वारा सहमति।

### 3.4 संचारण आयोजना आवश्यकताएँ, अध्ययन और प्रौद्योगिकी विकल्प

संचारण आयोजना और विकास का उद्देश्य स्वीकार्य प्रणाली निष्पादन प्राप्त करने और तकनीकी-आर्थिक कोण के आधार पर विकल्पों की तुलना को सुकर बनाने पर होना चाहिए। आयोजना के चरण में संचारण आवश्यकताएँ विभिन्न अद्यतन प्रौद्योगिकीय विकल्पों को ध्यान में रखते हुए तकनीकी-आर्थिक अध्ययनों के साथ समर्थित विस्तृत प्रणाली अध्ययनों के आधार पर तैयार की जाती हैं। अध्ययन/विश्लेषण तथा विचार किए जाने वाले विकल्प समस्या-विशिष्ट हैं। प्रमुख प्रणाली अध्ययनों और प्रौद्योगिकी विकल्पों के प्रकार, जिन पर इन कार्यकलापों में विचार किया जाना है, निम्नानुसार हैं :

#### अध्ययनों के प्रकार

- ⇒ विद्युत प्रवाह अध्ययन
- ⇒ संभाव्यता अध्ययन
- ⇒ लघु सर्किट अध्ययन/दोष विश्लेषण
- ⇒ अल्पकालिक और दीर्घ अवधि गतिक स्थायित्व तथा वोल्टता स्थायित्व अध्ययन
- ⇒ विद्युत चुंबकीय अल्पकालिक कार्यक्रम (ई.एम.टी.पी) अध्ययन
- ⇒ तकनीकी-आर्थिक विश्लेषण
- ⇒ निवेश आवश्यकताएँ

#### प्रौद्योगिकीय विकल्प

- ⇒ 400 कि.वो. एसी, 765 कि.वो.एसी, 1000 कि.वो.एसी
- ⇒ एच.वी.डी.सी/यू.एच.वी.डी.सी (+500 कि.वो., ± 600 कि.वो., ± 800 कि.वो.)
- ⇒ संकर मॉडल
- ⇒ बहु-परिपथ, उच्च चालक तापमान विकल्प के साथ उच्च क्षमता लाइनें
- ⇒ शृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति, गतिक प्रतिघाती विद्युत क्षतिपूर्ति और नम्य ए.सी. संचारण प्रणाली

### 3.4 संचारण आयोजना मानदंड की विशेषताएँ

संचारण आयोजना मानदंड की मुख्य विशेषताएँ इस प्रकार हैं :

- (1) संचारण प्रणाली की आयोजना केंद्रीकृत तरीके से होनी चाहिए।
- (2) इष्टतमीकरण में अंतर-राज्यीय और अंतः-राज्यीय संचारण प्रणाली सहित कुल नेटवर्क शामिल है।
- (3) राष्ट्रीय ग्रिड क्षेत्रीय चहारदीवारियों के बाहर विद्युत के मुक्त प्रवाह को सुकर बनाएगा।
- (4) राष्ट्रीय दृष्टिकोण में मामला दर मामला आधार पर बड़े उत्पादन कॉम्प्लैक्स (3000 मे.वा अथवा अधिक) और बहु-लाइन गलियारे (3 डी/सी लाइन अथवा अधिक) से संचारण प्रणाली की पर्याप्तता की जाँच के लिए एन-2 मानदंड अपनाया जा सकता है। जबकि क्षेत्रीय आयोजना एन-1 मानदंड से जारी रखी जा सकती है। यद्यपि जबकि एन-1 लोड शेडिंग को जरूरी किए बिना अथवा स्थायी दशा प्रचालन के दौरान उत्पादन के पुनः

नियोजन के बिना संचारण पर्याप्तता की जाँच करने के लिए लागू की जाएगी तथापि एन-2 लोड शेडिंग को जरूरी किए बिना जाँच के लिए लागू की जाएगी बल्कि स्थायी दशा प्रचालन के दौरान उत्पादन को पुनर्नियोजित करके लागू की जा सकती है।

- (5) संयंत्र मिश्रित विचार-विमर्शों, प्रणोदित कामबंदी के कारण उत्पादन में कमी, मौसम पैटर्न में विविधता तथा क्षेत्रों में भार पूर्वानुमान त्रुटियों के कारण अंतर-क्षेत्रीय आदान-प्रदान और अंतर-संयोजन क्षमता पर भी इन अध्ययनों में विचार किया जाएगा।
- (6) राष्ट्रीय ग्रिड तैयार करते समय अधिशेष क्षेत्र में अधिशेष और घाटे के क्षेत्र में घाटे को अधिकतम करने के लिए विभिन्न क्षेत्रों के लिए अधिशेष और घाटे के दृश्यलेखों के संयोजन के साथ अंतर-क्षेत्रीय आदान-प्रदान पर भी विचार किया जाएगा।
- (7) संचारण प्रणाली की पर्याप्तता निम्नलिखित में से एक अथवा अधिक के अनुरूप विभिन्न उत्पादन दृश्यलेखों के लिए जाँची जाएगी ताकि संचारण प्रणाली पर अधिकतम बोझ के दृश्यलेख की जाँच की जा सके :
  - ग्रीष्म शीर्ष भार
  - ग्रीष्म चरमेतर भार
  - सर्दी शीर्ष भार
  - सर्दी चरमेतर भार
  - बरसात शीर्ष भार
  - बरसात चरमेतर भार
- (8) अंतर-क्षेत्रीय निर्यात/आयात में क्षेत्रीय विविधता की आवश्यकता को ध्यान में रखने के लिए संचारण प्रणाली की पर्याप्तता का निर्धारण करने के लिए विशिष्ट अंतर-क्षेत्रीय गलियारों में हस्तांतरण को अधिकतम करने के लिए प्रेषण दृश्यलेखों पर विचार किया जाना चाहिए।
- (9) उत्पादन प्रेषण अथवा भार मांग के संबंध में संवेदनशीलता का अध्ययन किया जाना चाहिए ताकि संचारण प्रणाली संबंधी वृद्धित बोझ की संभावना का अध्ययन किया जा सके।
- (10) अंतःसंयोजक ट्रांसफॉर्मरों (आई.सी.टीज़) के आकार और संख्या की आयोजना इस तरीके से की जाए कि किसी एकल यूनिट की कामबंदी शेष आई.सी.टीज़ अथवा मूलभूत प्रणाली को ओवरलोड न करे।
- (11) एक सामान्य नियम के रूप में आई.एस.टी.एस. निम्नलिखित आकस्मिक कामबंदियों का सामना करने और उनके विरुद्ध सुरक्षित होने में समर्थ होंगे :
  - (क) स्थायी दशा प्रचालन के दौरान लोड शेडिंग को जरूरी किए बिना अथवा उत्पादन के पुनर्नियोजन के बिना सामना करना
    - एक 132 कि.वो डी/सी. लाइन की कामबंदी, अथवा
    - एक 220 कि.वो डी/सी. लाइन की कामबंदी, अथवा
    - एक 400 कि.वो एस/सी. लाइन की कामबंदी, अथवा
    - एक 400 कि.वो एस/सी. लाइन की कामबंदी, श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ, अथवा
    - एक एकल अंतः संयोजक ट्रांसफॉर्मर की कामबंदी, अथवा

- एक एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन की एक ध्रुवीय लाइन की कामबंदी, अथवा
- एक 765 कि.वो. एस/सी लाइन की कामबंदी, श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के बिना
- (ख) लोड शेडिंग की जरूरी किए बिना किंतु स्थायी दशा प्रचालन के दौरान उत्पादन को पुनर्नियोजित करके कामबंदी का सामना किया जा सकता है:
- टी.सी.एस.सी. के साथ एक 400 कि.वो. एस/सी. लाइन की कामबंदी
- एक 400 कि.वो. डी/सी लाइन की कामबंदी, अथवा
- एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन के दोनों ध्रुवों की कामबंदी, अथवा
- एक 765 कि.वो. एस/सी लाइन की कामबंदी, श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ
- (12) उपर्युक्त आकस्मिकताओं पर दूसरे गलियारे में दूसरी 220 कि.वो डी/सी लाइन अथवा 400 कि.वो एस/सी लाइन को पूर्व आकस्मिक प्रणाली अवक्षय (योजनाबद्ध कामबंदी) मानते हुए विचार किया जाएगा न कि उसी उप-केंद्र से उत्पन्न होने वाली आकस्मिकताओं पर। सभी उत्पादन यूनिटें अपने प्रतिघाती सक्षमता के भीतर प्रचालन कर सकती हैं और नेटवर्क वोल्टता प्रोफाइल विनिर्दिष्टता वोल्टता सीमाओं के भीतर भी कायम रखा जाएगा।
- विश्वसनीयता की आवश्यकता के लिए आयोजना मानदंड न्यूक्लीयर विद्युत केंद्र के लिए निष्क्रमण प्रणाली के लिए उसी केंद्र से दूसरे परिपथ को पूर्व-आकस्मिक अवक्षय मानते हुए एक परिपथ की कामबंदी मानना है। यह बिना पुनर्नियोजन के प्रभावी रूप से एन-2 किंतु अन्य किसी पूर्व-आकस्मिकता के साथ है।
- (13) 132 कि.वो. अथवा अधिक के ई एच.वी.उप-केंद्रों की आयोजना कम से कम दो ट्रांसफॉर्मरों के साथ होनी चाहिए ताकि एक ट्रांसफॉर्मर की विफलता से एक विशेष क्षेत्र की विद्युत आपूर्ति प्रभावित न हो।
- (14) 2000 मे.वा. अथवा अधिक की विद्युत माँग वाले बड़े शहर भी विश्वसनीय और गुणवत्ता वाली विद्युत की आपूर्ति के लिए एन-2 मानदंड अपना सकते हैं।
- (15) अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता संबंधित क्षेत्रों के बीच एक एस/सी अंतर-क्षेत्रीय लाइन की कामबंदी के साथ आयातक क्षेत्र में बड़ी मशीन की कामबंदी को पूरा करने के लिए पर्याप्त होगी।

#### 4.0 राष्ट्रीय ग्रिड का विकास

##### 4.1 प्रारंभिक विकास

विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए डॉचा 1948 के विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम के जरिए निर्धारित किया गया है जिसमें उनके संबंधित राज्यों के भीतर बिजली के उत्पादन, संचारण, वितरण और उपयोग का विकास करने के लिए पूरी शक्तियों से सुसज्जित राज्य विद्युत बोर्डों के गठन का प्रावधान है और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत संसाधनों के नियंत्रण और उपयोग के संबंध में आयोजना एजेंसियों के कार्यकलापों के विद्युत विकास और समन्वयन के लिए योजना तैयार करने के लिए उत्तरदायी है।

##### 4.2 क्षेत्रीय ग्रिडों का विकास

देश में उत्पादन संसाधनों का वितरण असमान है। जल-संसाधन प्रमुख रूप से हिमालय की निचली पहाड़ियों और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र तथा कोयला संसाधन बिहार, झारखंड, पश्चिम बंगाल क्षेत्र,

मध्य प्रदेश के हिस्सों, महाराष्ट्र और आंध्र प्रदेश तथा लिग्नाइट तमिलनाडु और गुजरात में स्थित हैं। उत्पादन संसाधनों के असमान वितरण से निजात पाने के लिए तीसरी पंचवर्षीय योजना के दौरान विद्युत क्षेत्र में क्षेत्रीय आयोजना की अवधारणा आरंभ की गई। तदनुसार विद्युत विकास आयोजना के उद्देश्यों के लिए देश का पाँच विद्युत क्षेत्रों अर्थात् उत्तरी, पश्चिमी, दक्षिणी, पूर्वी और उत्तर-पूर्वी क्षेत्रों में सीमांकन किया गया था। 1964 में देश के प्रत्येक क्षेत्र में क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों का गठन किया गया था ताकि क्षेत्र में राज्य प्रणालियों के एकीकृत प्रचालन को सुकर बनाया जा सके और राज्यों के बीच विद्युत के आदान-प्रदान को बढ़ाया जा सके।

#### 4.3 20वीं शताब्दी के अंतिम तिमाही के दौरान वृद्धि

20वीं शताब्दी की अंतिम तिमाही के अंत तक उत्पादन और संचारण प्रणाली विकास अनिवार्य रूप से राज्य विद्युत बोर्डों/राज्यों और संघशासित क्षेत्रों में विद्युत विभागों द्वारा किया गया था। तब तक केंद्र योजना आयोग उस समय के सिंचाई और विद्युत मंत्रालय तथा केंद्रीय जल एवं विद्युत आयोग के विद्युत स्कंध के जरिए एक योजनाबद्ध तरीके से विकास को आगे बढ़ाने में महत्वपूर्ण भूमिका निभाता था। 1975 में केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण को एक पूर्ण संगठन बना दिया गया था। उसी वर्ष में उत्पादन क्षमता में वृद्धि करने के लिए राज्यों के प्रयासों को पूरा करने के लिए केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन युटिलिटियाँ अर्थात् नेशनल हाइड्रोइलेक्ट्रिक पॉवर कॉर्पोरेशन (एन.एच.पी.सी.) और नेशनल थर्मल कॉर्पोरेशन (एन.टी.पी.सी.) का सृजन करने के लिए विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम में संशोधन किया गया था। इन निगमों ने संबंधित संचारण लाइनों के विकास, विद्युत के निष्क्रमण और राज्य सीमाओं से परे होकर लाभार्थी राज्यों को विद्युत का वितरण करने का कार्य भी किया है। इसने क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों को तैयार करने के लिए एक प्रेरणा प्रदान की और 1980 के अंत तक सुदृढ़ क्षेत्रीय नेटवर्क सामने आया।

केंद्रीय सरकार द्वारा किए गए दूसरे चरण के प्रयासों में उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में विद्युत प्रणाली के समन्वित विकास के लिए नार्थ ईस्टर्न इलेक्ट्रिक पॉवर डवलपमेंट कॉर्पोरेशन (नीपको) और केंद्र तथा राज्यों की विद्युत विकास एजेंसियों के लिए निधियों का प्रबंध करने और वाणिज्यिक ऋण उपलब्ध कराने के लिए विद्युत वित्त निगम (पी.एफ.सी.) का सृजन करना शामिल है। परमाणु ऊर्जा विभाग और न्यूक्लियर पॉवर कॉर्पोरेशन (एन.पी.सी.) भी विद्युत उत्पादन कार्यक्रम में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभा रहा है। विद्युत का उत्पादन 1991 में निजी क्षेत्र की भागीदारी के लिए खोल दिया गया था। तब से यद्यपि निजी क्षेत्र उत्पादन में प्रगति उतनी अच्छी नहीं है जितनी आशा की गई थी तथापि कुछेक परियोजनाएँ पूरी हुई हैं और कुछ परियोजनाएँ अभी चल रही हैं।

#### 4.4 अंतर-क्षेत्रीय प्रणालियों का निर्गमन

1989 में केंद्रीय उत्पादन कंपनियों के संचारण स्कंधों को पॉवर ग्रिड कॉर्पोरेशन ऑफ इंडिया (पॉवर ग्रिड) गठित करने के लिए अलग कर दिया गया था ताकि के.वि.प्रा. द्वारा की गई संदर्श आयोजना पर आधारित केंद्रीय उत्पादन केंद्रों से संबंधित संचारण प्रणाली और अंतर-क्षेत्रीय संचारण कार्यक्रम के कार्यान्वयन को प्रणोद प्रदान किया जा सके। विभिन्न क्षेत्रीय ग्रिडों की प्रचालनात्मक प्रणाली पर विचार करते हुए प्रारंभ में क्षेत्रीय ग्रिडों के बीच तुल्यकालिक संयोजन स्थापित करने का निर्णय लिया गया ताकि उन्हें विद्युत की बड़ी नियंत्रित मात्रा का आदान-प्रदान करने के लिए सक्षम बनाया जा सके। तदनुसार उ. क्षेत्र और प.क्षेत्र के बीच, प. क्षेत्र और द. क्षेत्र के बीच, पू. क्षेत्र और द. क्षेत्र के बीच, तथा पू. क्षेत्र और उ. क्षेत्र के बीच एक अतुल्यकालिक एच.वी.डी.सी. सहपृष्ठीय लिंक स्थापित किया गया है।

## 4.5 राष्ट्रीय ग्रिड

**4.5.1** एक सुदृढ़ राष्ट्रीय पॉवर ग्रिड के गठन को सुनियोजित ढंग से विद्युत प्रणाली के विकास को आगे बढ़ाने का एक प्रारंभिक प्रयास माना गया है। एक सुदृढ़ अखिल भारतीय ग्रिड देश में असमान रूप से वितरित उत्पादन संसाधनों का अंतर-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली में बढ़े हुए मार्जिन उपलब्ध कराकर उनका अधिकतम संभाव्यता तक दोहन करना सक्षम बनाएगा। ये मार्जिन संचारण में खुली पहुँच के साथ मिलकर बिजली में वर्द्धित वास्तविक समय के व्यापार को सुकर बनाएगा जिसके परिणामस्वरूप वितरण युटिलिटियों को कम कीमतों पर आपूर्ति होगी और अंततोगत्वा उपभोक्ताओं को लाभ होगा। अभी तक सभी पाँच क्षेत्रों में सुदृढ़ क्षेत्रीय ग्रिड मौजूद हैं।

क्षेत्रीय ग्रिडों को एक अखिल भारतीय ग्रिड में एकीकृत करने की प्रक्रिया भी आरंभ हो गई है। पूर्वोत्तर क्षेत्र और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र 1992 से समानांतर में प्रचालन कर रहा है। इसे 220 कि.वो. दोहरी परिपथ संचारण लाइन और हाल ही में 400 कि.वो.डी/सी संचारण लाइन द्वारा संयोजित किया जा रहा है। पश्चिमी क्षेत्र को 2003 में 400 कि.वो. राउरकेला-रायपुर डी/सी लाइन के माध्यम से तुल्यकालिक रूप से पू.क्षेत्र - उ.पू. क्षेत्र प्रणाली के साथ अंतःसंयोजित किया गया था और इस प्रकार तब से पू. क्षेत्र - उ.पू.क्षेत्र-प. क्षेत्र को शामिल करके केंद्रीकृत भारत प्रणाली प्रचालनरत है। 2006 में मुजफ्फरपुर-गोरखपुर 400 कि वो डी/सी लाइन की शुरुआत होने के साथ उत्तरी क्षेत्र को भी इस प्रणाली से अंतःसंयोजित कर दिया गया था, जिससे ऊपरी भारत प्रणाली उ. क्षेत्र - प. क्षेत्र - पूर्वी क्षेत्र - उ.पू. क्षेत्र प्रणाली बन गई है। इस प्रकार पूर्वी, उत्तर-पूर्वी और पश्चिमी तथा उत्तरी क्षेत्रों को पहले ही तुल्यकालिक रूप से संघटित किया गया है और दक्षिणी क्षेत्र को छोड़कर सभी क्षेत्रीय ग्रिड अब तुल्यकालिक रूप से प्रचालन कर रहे हैं। दक्षिणी क्षेत्र को भी अंतःसंयोजित कर दिया गया है और इसकी अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता 4800 मेगावाट की है। तथापि अभी तक दक्षिणी क्षेत्र के सभी अंतर-क्षेत्रीय संचारण लिंकों में या तो अतुल्यकालिक त्रिज्य विधा लाइनें अथवा एच.वी.डी.सी. अंतर-संयोजन हैं। दक्षिणी क्षेत्र का शेष भारतीय ग्रिड के साथ तुल्यकालिक संघटन संभावित रूप से 11वीं योजना अवधि के अंत या 12वीं योजना के प्रारंभ की समय सीमा में कार्यक्रमित करने की संभावना है।

**4.5.2 टैरिक मुद्दे:** राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के लिए योजना अभिज्ञात कर ली गई है। संचारण व्यवसाय में मौजूदा पद्धतियों के माध्यम से इस योजना को कार्यान्वित करने के लिए निवेश निर्णयों और वित्त का प्रबंध करने के अलावा राष्ट्रीय पॉवर ग्रिड से संबंधित संचारण टैरिक मुद्दों के समाधान के लिए तत्काल जरूरतों की अपेक्षा होगी।

**4.5.3 वित्त संबंधी मुद्दे:** यह भी महत्वपूर्ण है कि राष्ट्रीय ग्रिड की संचारण स्कीमों के लिए वित्त का प्रबंध निम्न लागत पर किया जाए। प्रणाली विश्वसनीयता पर ध्यान देने और संचारण प्रणाली में खुली पहुँच के लिए मार्जिन तय करने के साथ क्षेत्रीय और राष्ट्रीय स्तर पर संचारण प्रणाली में प्रति युनिट निवेश पर्याप्त रूप से बढ़ जाने की संभावना है। यह उत्तरी क्षेत्र और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में दूरस्थ स्थित जल-संसाधनों को काम में लाने के कारण और बढ़ जाएगा। उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के जल-संसाधनों को उपयोग में लाने का और अधिक प्रभाव पड़ेगा क्योंकि विद्युत उत्तर-पूर्वी और पूर्वी क्षेत्रों के पार संचारित की जानी होगी ताकि इसे उत्तरी/पश्चिमी/दक्षिणी क्षेत्रों तक लाया जा सके जहाँ वास्तव में इसे समायोजित किया जा सके। इससे संचारण प्रभार पर्याप्त रूप से अधिक हो जाएँगे।



**4.6 राष्ट्रीय ग्रिड के विकास के कार्यक्रम**

अभी तक अर्थात् 10वीं योजना के अंत तक 14100 मे.वा. (200 कि.वो. और अधिक) की अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता उपलब्ध है। एक वर्ष में 12 बिलियन कि.वा. से अधिक के अंतर-क्षेत्रीय ऊर्जा आदान-प्रदान किए जा रहे हैं। 11वीं योजना कार्यक्रम में अंतर-क्षेत्रीय के साथ-साथ अंतःक्षेत्रीय संचारण आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए सदृश रूप से अपेक्षित अंतःक्षेत्रीय संचारण प्रणालियों के साथ 23600 मे.वा की अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता शामिल की जाएगी। 11वीं योजना के अंत तक लगभग 37700 मे.वा. की अंतर-क्षेत्रीय क्षमता प्राप्त करने का लक्ष्य है। 12वीं योजना के आरंभ के दौरान अतिरिक्त 14500 मे.वा. अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता की भी योजना बनाई गई है। इससे 2014 तक अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता 52200 मे.वा. तक बढ़ जाएगी। उपर्युक्त योजना के ब्यौरे नीचे दिए गए हैं :

अंतर-क्षेत्रीय संचारण के व्यौरे - मौजूदा तथा 11वीं योजना के लिए योजनाबद्ध :  
(200 कि.वो. और अधिक)

प्रणाली का नाम	विद्युत हस्तांतरण क्षमता (मेगावाट)				
	9वीं योजना के अंत अर्थात् 2001-02 के अंत तक	10वी योजना 2002-07 के दौरान अभिवृद्धि	10वीं योजना के अंत अर्थात् 2006-07 के अंत तक	11वी योजना 2007-2012 के दौरान अभिवृद्धि	11वी योजना के अंत अर्थात् 2011-12 के अंत तक
<b>पूर्वोत्तर क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र:</b>					
गाजुवाका एचवीडीसी सहपृष्ठन	500	500	1000		1000
बालीमैला-अपर सिलेरु 220 कि.वो. एस/सी	120		120		120
तलचेर-कोलार एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय		2000	2000		2000
तलचेर-कोलार एच वीडीसी द्वि-ध्रुवीय का उन्नयन				500	500
<b>पूर्वोत्तर क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र कुल</b>	<b>620</b>	<b>2500</b>	<b>3120</b>	<b>500</b>	<b>3620</b>
<b>पूर्वी-क्षेत्र-उत्तरी क्षेत्र:</b>					
मुजफ्फरपुर-गोरखपुर 400 कि.वो. डी/सी (क्वाड मूस) टीसीएसी के साथ		2000	2000		2000
देहरी-साहूपुरी 220 कि.वो. एस/सी	120		120		120
सासाराम एचवीडीसी सहपृष्ठन		500	500		500
पटना-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड		1600	1600		1600
बिहारशरीफ-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
भार क्षमता बढ़ाने के लिए बिहार शरीफ-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड पर 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति				200	200
बार-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
भार क्षमता बढ़ाने को लिए बार-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड पर 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति				200	200
सासाराम-फतेहपुर 765 कि.वो. एस/सी				2100	2100
गया-बलिया 765 कि.वो.				2100	2100

एस/सी					
सासाराम-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
<b>पू. क्षेत्र-उ. क्षेत्र कुल</b>	<b>120</b>	<b>4100</b>	<b>4220</b>	<b>9400</b>	<b>13620</b>
<b>पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र:</b>					
राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी		1000	1000		1000
टीसीएससी, राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी पर		400	400		400
बुधीपाड़ा-कोरबा 220 कि.वो. डी/सी + एस/सी	360		360		360
राँची-सिपत 400 कि.वो. डी/सी (40% एसी)				1200	1200
राँची-राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी निर्धारित श्रृंखलाबद्ध केपेसिटर के साथ, समानांतर लाइनों में टीसीएससी				1400	1400
राँची-सिपत पूलिंग प्वाइंट 765 कि.वो. एस/सी (अथवा 765 कि.वो. पर प्रचालित 1200 कि.वो.) श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ				2300	2300
<b>पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र कुल</b>	<b>360</b>	<b>1400</b>	<b>1760</b>	<b>4900</b>	<b>6660</b>
<b>पूर्वी क्षेत्र-उत्तर-पूर्वी क्षेत्र:</b>					
बीरपाड़ा-सलाकती 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
मालदा-बोंगईगाँव 400 कि.वो. डी/सी	1000		1000		1000
बोंगईगाँव-सिलीगुडी 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
<b>पूर्वी क्षेत्र-उत्तर-पूर्वी क्षेत्र कुल</b>	<b>1240</b>	<b>0</b>	<b>1240</b>	<b>1600</b>	<b>2840</b>
<b>उत्तर क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र:</b>					
विंध्याचल एचवीडीसी सहपृष्ठ	500		500		500
ऑरिया-मलानपुर 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
कोटा-उज्जैन 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1 400 कि.वो. प्रचा.		1100	1100		1100
आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-2 400 कि.वो.				1100	1100

प्रचा.						
कंकरोली-जेरदा 400 कि.वो. डी/सी				1000	1000	
उत्तरी क्षेत्र पश्चिमी क्षेत्र कुल	980	1100	2080	2100	4180	
पश्चिमी क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र:						
चंद्रपुर एचवीडीसी सहपृष्ठन	1000		1000		1000	
बरसूर-एल सिलेरु 200 कि.वो. एचवीडीसी मोनोपोल	200		200		200	
कोल्हापुर-बेलगाम 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240	
पोडा-नागझाशी 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240	
दक्षिणी क्षेत्र के तुल्यकालिक अंतः संयोजन के लिए शोलापुर- रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1-400 कि.वो. प्रचालित				1100	1100	
नरेंद्र-कोल्हापुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के साथ नरेंद्र एचवीडीसी सहपृष्ठ				1000	1000	
पश्चिमी क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र कुल	1680	0	1680	2100	3780	
उ.पू.क्षेत्र/पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र/प.क्षेत्र:						
बिश्वनाथ-चरियाली-सिलीगुड़ी- आगरा, बिश्वनाथ चरियाली और आगरा में 3000 मेगावाट टर्मिनल मॉड्यूल के साथ 6000 मेगावाट क्षमता की $\pm$ 800 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन				3000	3000	
उ.पू.क्षेत्र/पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र/प.क्षेत्र कुल	0	0	0	3000	3000	
कुल अखिल भारत	5000	9100	14100	23600	37700	

### 12वीं योजना के प्रारंभ अर्थात् 2012-14 के लिए अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम

मध्य में	प्रणाली का नाम	विद्युत हस्तांतरण क्षमता (मेगावाट)
	<b>2012-13, 2013-14 के दौरान अभिवृद्धि</b>	
पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र	सासाराम-फतेहपुर 765 कि.वो. एस/सी दूसरी लाइन	2100
पू.क्षेत्र-प.क्षेत्र	रांची-सिपत पुलिंग प्वाइंट 765 कि.वो. एस/सी (या 765 कि.वो. पर प्रचालित 1200 कि.वो.) लाइन-2 श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ	2300
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आरएपीपी-नागदा 400 कि.वो. डी/सी	1000
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. लाइन-1 765 कि.वो. प्रचालन	1000
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. लाइन-2 765 कि.वो. प्रचालन	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	नरेंद्र-कोल्हापुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के साथ नरेंद्र एचवीडीसी सहपृष्ठ	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	शोलापुर-रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1 - 765 कि.वो. प्रचालन	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	द. क्षेत्र के तुल्यकालिक अंतः संयोजन के लिए शोलापुर-रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-2	2100
उ.पू.क्षेत्र/पू.क्षेत्र उ.क्षेत्र/प.क्षेत्र	बिश्वनाथ चेरियाली-सिलीगुड़ी-आगरा±800 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन पर सिलीगुड़ी और आगरा में 3000 मेगावाट टर्मिनल मॉड्यूल (दूसरा मॉड्यूल)	3000
	<b>कुल अखिल भारत</b>	<b>14500</b>

#### 4.7 सिक्किम और भूटान में चलाई जा रही परियोजनाओं की विद्युत के साथ उत्तर-पूर्वी क्षेत्र से विद्युत के निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली

4.7.1 उ.पू. क्षेत्र, सिक्किम और भूटान में 11वीं योजना और 12वीं योजना के प्रारंभ के दौरान 10000 मेगावाट की उत्पादन परियोजनाएँ आरंभ की गई हैं। ये परियोजनाएँ हैं - त्रिपुरा गैस (1050 मेगावाट), बोंगईगाँव थर्मल (500 मेगावाट), कामेंग एचईपी (600 मेगावाट), सुबनश्री लोअर एचईपी (2000 मेगावाट), सिआंग मिडल एचईपी (1000 मेगावाट), तिपाईमुख एचईपी (1500 मेगावाट), सिक्किम में तीस्ता-1, II, III, IV और VI एचईपी (2700 मेगावाट), भूटान में फुनतसंगचु-I और II और मेंगडीचू एचईपी (2600 मेगावाट)। इन परियोजनाओं से होने वाले उत्पादन का उपयोग उ.पू. क्षेत्र, सिक्किम में किया जाएगा और इन परियोजनाओं से शेष बची पर्याप्त विद्युत को विद्युत घाटे के क्षेत्रों को निर्यात करने की आवश्यकता है, जोकि उत्तर क्षेत्र और पश्चिमी क्षेत्र हैं। एक ईष्टतम प्रणाली तैयार करने और दूरस्थ क्षेत्रों ( "दूरस्थ क्षेत्र " से अभिप्राय पश्चिम बंगाल में सिलिगुड़ी और बिधाननगर के बीच के क्षेत्र से है) में संचारण गलियारे की अड़चनों को कम करने के उद्देश्य से एक व्यापक संचारण प्रणाली तैयार की गई है।

4.7.2 दूरस्थ क्षेत्रों के माध्यम से विद्युत निष्क्रमण की आवश्यकता जल विद्युत परियोजनाओं की क्षमता, जोकि कहे अगले 20-25 वर्षों में विकास के लिए व्यवहार्य हो सकती है, के समनुरूप आंकी

गई है। यह उत्पादन उ.पू. क्षेत्र में लगभग 35000 मेगावाट, सिक्किम में लगभग 8000 मेगावाट और भूटान में लगभग 15000 मेगावाट होने का अनुमान लगाया गया है। दूरस्थ क्षेत्रों के जरिए संचारण आवश्यकता 45000 मेगावाट की होने की निकाली गई है।  $\pm 800$  कि.वो. एचवीडीसी के साथ 6000 मेगावाट क्षमता की प्रत्येक द्वि-ध्रुवीय लाइन की योजना बनाई जा सकती है। संकर प्रणाली में 400 कि.वो. ए सी लाइनें दूरस्थ क्षेत्रों में प्रत्येक 1500 मेगावाट संचारण क्षमता और 3000 मेगावाट संचारण क्षमता के बहु-परिपथ की होगी। आकस्मिकताओं को पूरा करने और विश्वसनीयता जरूरतों के लिए अतिरिक्त परिपथ सहित कुल आवश्यकता एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइनों की 7 या 8 संख्याएँ और 400 कि.वो. दोहरे परिपथ की लाइनें 4 या 5 संख्या आंकी जाएगी - दूरस्थ मार्ग के मार्ग से गुजरकर कुल संख्या 12 की उच्च क्षमता के संचारण गलियारों। इसके लिए मार्गाधिकार आवश्यकताएँ लगभग 800 मी. की होंगी और निकटवर्ती टावरों के बीच न्यूनतम दूरी पर विचार करते समय यह इतनी होगी कि किसी एक टावर के गिरने से संलग्न लाइन पर प्रभाव न पड़े, इसके लिए लगभग 1.5 कि.मी. की चौड़ाई की जरूरत होगी।

4.7.3 पहली  $\pm$  कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में बिश्वनाथ चेरियाली से उत्तरी क्षेत्र में आगरा तक एक पुलिंग उप-स्टेशन से निकालने की योजना बनाई गई है। इसको 2011-12 में सुबनश्री लोअर एचईपी के साथ मिलान करके आरंभ के लिए कार्यक्रमित किया जा रहा है। संचारण लाइन 6000 मेगावाट क्षमता की होगी और एचवीडीसी टर्मिनल क्षमता बिश्वनाथ चेरियाली और आगरा के बीच 3000 मेगावाट की होगी। दूसरे चरण में सिलिगुड़ी पर पुल की गई सिक्किम और भूटान की जल विद्युत परियोजनाओं से विद्युत के संचारण के लिए सिलिगुड़ी और आगरा के बीच दूसरा और 3000 मेगावाट टर्मिनल मॉड्यूल जोड़ा जाएगा। यह विश्व में इस प्रकार की पहली योजना होगी और यह भारतीय विद्युत प्रणाली में प्रमात्रा परिवर्तन की ओर एक प्रारंभिक प्रयास होगा।

4.7.4 उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के भीतर बढ़ती हुई माँग को पूरा करने के लिए विभिन्न उत्पादन स्कीमों से विद्युत की आपूर्ति करने के लिए उ.पू. क्षेत्र के भीतर प्रणाली सुदृढीकरण की भी आवश्यकता होगी। प्रणाली सुदृढीकरण की आवश्यकता राज्यों में माँग वृद्धि की प्रवृत्ति पर निर्भर करेगी। जैसे ही उत्पादन परियोजनाओं से अतिरिक्त विद्युत आपूर्ति आएगी वैसे ही उत्पादन से संबंधित प्रत्येक संचारण प्रणालियों में प्रणाली सुदृढीकरण के लिए प्रावधान किए जाएंगे।

#### 4.8 दक्षिणी क्षेत्र का शेष भारतीय ग्रिड के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन

दक्षिणी क्षेत्र के साथ शेष भारतीय ग्रिड का तुल्यकालिक अंतः संयोजन विचाराधीन है। इस प्रस्ताव पर और सुदृढता से कार्य किया जा रहा है और शोलापुर और रायचूर के बीच दो 765 कि.वो. एस/सी लाइनों के जरिए तुल्यकालिक रूप से दक्षिणी क्षेत्र और पश्चिमी क्षेत्र को जोड़ने की योजना है। इन दोनों लाइनों की एक साथ कुल संचारण क्षमता 4200 मेगावाट की होगी और इनके 12वीं योजना अवधि के प्रारंभ में पूर्ण होने की संभावना है। इसके अतिरिक्त नरेंद्र (द. क्षेत्र) और कोल्हापुर (प. क्षेत्र) के बीच 1000 मेगावाट के दूसरे एचवीडीसी लिंक की भी 12वीं योजना अवधि के लिए योजना बनाई गई है। कृष्णापट्टनम अल्ट्रा मेगा उत्पादन परियोजना के साथ मिलान करके द. क्षेत्र और प. क्षेत्र के बीच उपरोक्त अंतः-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के कार्यान्वयन की भी योजना है।

#### 4.9 अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के लिए संचारण प्रणाली

4000 मेगावाट प्रत्येक की अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाएँ (यूएमपीपी) तीव्र कार्यान्वयन के लिए चलाई जा रही हैं ताकि इन्हें 11वीं योजना के अंतः/12वीं योजना के प्रारंभ तक पूरा किया जा

सके। अंतर-क्षेत्रीय संचारण आवश्यकता पर अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के प्रभाव का मूल्यांकन किया गया है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि अन्य उत्पादन स्कीमों के साथ आयोजित संचारण प्रणाली अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के साथ भी अपनी उपयोगिता कायम रख सके।

## 5.0 विद्युत के अंतर-क्षेत्रीय संचारण की अनुमानित आवश्यकता

5.1 एक संदर्श स्थिति के लिए राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली के लिए विकास योजना बनाने के लिए विद्युत आदान-प्रदान जरूरतों के मूल्यांकन की आवश्यकता होती है जिसके आधार पर संचारण विस्तार योजना का पता लगाया जा सकता है। विद्युत आदान-प्रदान की जरूरतें उत्पादन क्षमता वर्धन की क्षेत्रीय योजनाओं और माँग में वृद्धियों को ध्यान में रखकर विभिन्न क्षेत्रों में अधिशेष और घाटे की अनुमानित स्थिति पर निर्भर करेंगी। अंतर क्षेत्रीय आदान-प्रदान जरूरतें मौसम से मौसम तक और साथ ही साथ दिन की शीर्ष और चरमेत्तर अवधियों के दौरान अलग-अलग होंगी। अतः विभिन्न प्रचालन परिस्थितियों की तुलना में क्षेत्रीय अधिशेषों और घाटों की संभावित स्थिति का अनुमान लगाया जाता है और अत्यधिक वितरण की परिस्थितियों पर संचारण विस्तारण योजना के निर्धारण के लिए विचार किया जाता है।

## 5.2 अंतर-क्षेत्रीय विद्युत आदान-प्रदान आवश्यकताओं का मूल्यांकन

अंतर-क्षेत्रीय विद्युत आदान-प्रदान आवश्यकताओं के मूल्यांकन के लिए सर्दी, गर्मी और बरसात के महीनों की शीर्ष और चरमेत्तर परिस्थितियों के लिए 11वीं योजना के अंत तक (अर्थात् 2011-12 तक प्रत्येक वर्ष) प्रत्येक वर्ष की तुलना में क्षेत्रीय अधिशेष और घाटे की संभावित स्थिति का अनुमान लगा लिया गया है। उत्पादन और प्रत्याशित माँग के कार्यक्रम पर आधारित पूर्वानुमान का उद्देश्य अंतर-क्षेत्रीय स्तर पर संचारण आवश्यकता का अनुमान लगाना है। इस पूर्वानुमान के आधार पर तैयार की गई राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली एक संतुलित संचारण प्रणाली उपलब्ध कराएगी जो विभिन्न संभावित प्रचालन स्थितियों की जरूरतों को पूरा करेगी और बाजार अभिमुख विद्युत आदान-प्रदान को अपेक्षित मार्जिन प्रदान करेगी।

## 5.3 उत्पादन कार्यक्रम

10वीं योजना अवधि के आरंभ में मौजूद अखिल भारतीय उत्पादन क्षमता 103.7 गीगावाट की थी। 10वीं योजना अवधि के दौरान लगभग 22.1 गीगावाट इसमें जोड़ा गया (भूटान में ताला से 1020 मेगावाट सहित), और 11वीं योजना के दौरान 78.5 गीगावाट जोड़ने का कार्यक्रम है। 10वीं और 11वीं योजनाओं के अंत तक क्षेत्रवार उत्पादन क्षमताएँ निम्नलिखित सारणियों में दी गई हैं।

	10वीं योजना के दौरान अभिवृद्धि			10वीं योजना के अंत में क्षमता		
	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल
उ. क्षेत्र	4296	3111	7407	12795	22688	35483
प. क्षेत्र	2545	3749	6294	6887	30192	37079
द. क्षेत्र	920	3224	4144	10788	19434	30222
पू. क्षेत्र**	1020	3080	4100	3834	16815	20649
उ.पू. क्षेत्र	125	104	229	1226	1244	2470
अ. भारतीय	8906	13268	22174**	35530	90373	125903

**\*\*** 10वीं योजना के दौरान 22174 मेगावाट की संभावित अभिवृद्धि में भूटान में ताला एचईपी से 1020 मेगावाट का आयात शामिल है और द्वीपों की 26 मेगावाट अभिवृद्धि शामिल नहीं है (भारत में 10वीं योजना में 21180 मेगावाट + 1020 (ताला से) - 26 (द्वीप) v 22174

	11वीं योजना के दौरान संयोजन (कार्यक्रमित)			11वीं योजना के अंत तक क्षमता		
	जल	ताप	कुल	जल	ताप	कुल
उ. क्षेत्र	8769	13590	22359	21564	36278	57842
प. क्षेत्र	1170	18366	19506	8057	48528	56585
द. क्षेत्र	1217	13301	14518	12005	32735	44740
पू. क्षेत्र	2673	15190	17863	6507	32005	38512
उ.पू. क्षेत्र	2724	1560	4284	3950	2804	6754
अ. भारतीय	16553	61977	78530	52083	152350	204433

#### 5.4 उपलब्धता, माँग और घाटे/अधिशेष का पूर्वानुमान

उपरोक्त कार्यक्रम के आधार पर अनुमानित उपलब्धता, माँग और घाटा/अधिशेष के क्षेत्रवार पूर्वानुमान निम्नलिखित सारणियों में विस्तृत रूप से दिए गए हैं :



11वीं योजना के अंत अर्थात् 2011-12 के लिए मौसमवार शीर्ष/गैर शीर्ष उपलब्धता तथा मांग परिदृश्य

क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

शीत गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
29782	32767	-2985
42147	34041	8106
30031	26103	3928
27657	10946	16711
2638	1862	776
132256	105718.5	26537

शीत शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
36251	46810	-10559
45528	50275	-4747
33676	35426	-1749
30449	15998	14451
4218	2660	1558
150122	151169	-1047

क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

मानसून गैर शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
45394	32767	12627
43828	36659	7169
32203	26103	6100
27899	10946	16953
5658	1862	3796
154982	108337	46645

मानसून शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
45394	42129	3265
45598	47133	-1535
34648	33561	1087
29389	14314	15075
5658	2394	3264
160686	139531	21155

क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

ग्रीष्म गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
38407	42129	-3722
43758	36659	7099
30817	26103	4714
27453	10946	16507
4813	1862	2751
145049	117699	27350

ग्रीष्म शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
40564	45874	-5310
46334	52370	-6036
34462	37290	-2828
30244	15998	14246
5403	2660	2743
157007	154192	2815

**6.0 10वीं योजना कार्यक्रम**

6.1 9वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में 31 मार्च 2002 तक 105 गीगावाट की कुल अधिष्ठापित उत्पादन क्षमता और 73 गीगावाट की शीर्ष माँग के सुदृश 765/एचवीडीसी/400/230/220/132/110 कि.वो. पर देश में संचारण प्रणाली संचारण लाइनों के 257 हजार परिपथ किलोमीटर (टीसीकेएम) और उप-केंद्र क्षमता के 292 मे.वो.ए. पर स्थित थी। सुदृश उप-संचारण प्रणाली और वितरण प्रणाली 302 टीसीकेएम और 66/33/22 कि.वो. पर 115 मे.वो.ए., 15/11/6.6/3.3/2.2 कि.वो. पर 1758 टीसीकेएम, वितरण ट्रांसफॉर्मरों का 176 मे.वो.ए. और एल टी लाइनों का 3680 टीसीकेएम पर स्थित थी।

6.2 9वीं योजना के अंत में कमी पर विचार करते हुए (शीर्ष पर 12.6% और ऊर्जा में 7.5%) और 16वीं ईपीएस द्वारा पूर्वानुमानित माँग को पूरा करने के लिए 10वीं योजना के लिए उत्पादन क्षमता संयोजन आवश्यकता 57 गीगावाट आंकी गई थी। तथापि संसाधन संबंधी अड़चनों को ध्यान में रखते हुए और यह मानते हुए कि माँग वृद्धि 16वीं ईपीएस पूर्वानुमानों से कम होने की संभावना है, 14.4 गीगावाट जल-विद्युत, 25.4 गीगावाट ताप-विद्युत और 1.3 गीगावाट नाभिकीय विद्युत शामिल करके 41 गीगावाट का एक संतुलित क्षमता वर्धन कार्यक्रम 10वीं योजना के लिए लक्ष्य के रूप में निर्धारित कर दिया गया। 41 गीगावाट के इस कार्यक्रम के सुदृश उत्पादन परियोजनाओं की सूची के आधार पर विद्युत निष्क्रमण प्रणाली के साथ नेटवर्क सुदृढीकरण सहित 132 कि.वो. स्तर और इससे अधिक की संचारण आवश्यकता का पता लगाया गया। यह संचारण कार्यक्रम विस्तृत आयोजना कार्यक्रमलाप करने और केंद्रीय संचारण यूटीलिटियों और राज्य संचारण यूटीलिटियों द्वारा अपने संचारण विकास कार्यक्रम को अंतिम रूप देने का आधार बन गया। 10वीं योजना के दौरान वास्तविक उत्पादन क्षमता संयोजन 41 गीगावाट योजना के संबंध में भिन्न रहा है। तदनुसार, वास्तविक 10वीं योजना का संचारण कार्यक्रम भी भिन्न रहा है।

**6.3 10वीं योजना के दौरान एचवीडीसी प्रणालियों का विकास**

2000 मेगावाट क्षमता की तलचेर-कोलार एचवीडीसी  $\pm$  500 कि.वो. द्वि-ध्रुवीय, 500 मेगावाट क्षमता की सासाराम एचवीडीसी सहपृष्ठ और 500 मेगावाट क्षमता की गांजुवाका एचवीडीसी सहपृष्ठ द्वितीय मॉड्यूल 10वीं योजना के दौरान जोड़ी गई थी।

**6.4 10वीं योजना के दौरान 765 कि.वो. प्रणालियों का विकास**

वर्तमान में देश में सभी 765 कि.वो. प्रणालियाँ 400 कि.वो. पर प्रचालित की जा रही हैं। सिपत एस/एस पर 765 कि.वो. बस 765 कि.वो. पर चार्ज की गई हैं, सिपत से सिओनी तक संचारण लाइन 2007 में आरंभ की जाएगी और 765 कि.वो. पर प्रचालित की जाएगी, इस प्रकार देश में संचारण प्रणाली के विकास में एक नया मील का पत्थर स्थापित होगा।

**6.5 10वीं योजना के दौरान राष्ट्रीय ग्रिड का विकास**

9वीं योजना के अंत तक 200 कि.वो. और अधिक पर अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता 5000 मेगावाट थी। दसवीं योजना के दौरान अतिरिक्त 9100 मे.वा. अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता

शामिल की गई है जिसमें 200 कि.वो. और अधिक की कुल अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता को जोड़कर दसवीं योजना के अंत तक 14100 मे.वा. के स्तर तक ले जाया गया है।

#### 6.6 10वीं योजना संचारण कार्यक्रम का सारांश

10वीं योजना संचारण उपलब्धियों (31 मार्च 2007 तक) का सारांश नीचे सारणीबद्ध किया गया है।

संचारण प्रणाली प्रकार/वोल्टता श्रेणी	यूनिट	9वीं योजना अर्थात् मार्च 2002 के अंत तक	10वीं योजना अर्थात् 2002-07 के दौरान अभिवृद्धि	10वीं योजना अर्थात् मार्च 2007 के अंत तक
<b>संचारण लाइन</b>				
(क) 765 कि.वो.	सीकेएम	971	733	1704
(ख) एचवीडीसी $\pm$ 500 कि.वो. द्विध्रुवीय	सीकेएम	3138	2734	5872
(ग) 400 कि.वो.	सीकेएम	49378	26344	75722
(घ) 230/220 कि.वो.	सीकेएम	96993	17636	114629
(ड.) एचवीडीसी 200 कि.वो. एक ध्रुवीय	सीकेएम	162	0	162
<b>(क), (ख), (ग), (घ) एवं (ड.) का योग</b>	<b>सीकेएम</b>	<b>150642</b>	<b>47447</b>	<b>198089</b>
<b>उप-केंद्र</b>				
(क) 765 कि.वो.	एमवीए	0	2000	2000
(ख) 400 कि.वो.	एमवीए	60380	32562	92942
(ग) 230/220 कि.वो.	एमवीए	116363	40134	156497
<b>(क), (ख) एवं (ग) का योग</b>	<b>एमवीए</b>	<b>176743</b>	<b>74696</b>	<b>251439</b>
<b>एच वी डी सी</b>				
(क) द्वि-ध्रुवीय लिक क्षमता	एमडब्ल्यू	3000	2000	5000
(ख) सहपृष्ठ क्षमता	एमडब्ल्यू	2000	1000	3000
(ग) एक ध्रुवीय लिक क्षमता	एमडब्ल्यू	200	0	200
<b>(क), (ख) एवं (ग) का योग</b>	<b>एमडब्ल्यू</b>	<b>5200</b>	<b>3000</b>	<b>8200</b>

#### 7.0 11वीं योजना कार्यक्रम

7.1 देश में संचारण प्रणाली विकास में 11वीं योजना कार्यक्रम का केंद्र राष्ट्रीय पावर ग्रिड तैयार करना है। एक सुदृढ़ अखिल-भारतीय ग्रिड से देश में असमान रूप से वितरित उत्पादन संसाधनों का उनकी ईष्टतम संभाव्यता तक दोहन सफल होगा। आयोजना मानदंड के अनुसार अपेक्षित अतिरिक्त के लिए उपलब्ध कराए गए मार्जिन के साथ संचारण क्षमता एक विश्वसनीय संचारण प्रणाली उपलब्ध कराएगी। यह सुदृढ़ संचारण जरूरत को पूरा करेगा और संचारण में खुली पहुँच के साथ बिजली में वृद्धित वास्तविक समय व्यापार को सुकर बनाएगा, जिससे बाजार द्वारा निर्धारित उत्पादन के निपटान को बढ़ावा मिलेगा जिसके परिणामस्वरूप वितरण युटिलिटीयों और अंततः उपभोक्ताओं को कम कीमतों पर आपूर्ति होगी। राष्ट्रीय ग्रिड के विकास की देश के पूर्वी

हिस्से में बड़ी ताप उत्पादन संभाव्यता द्वारा जरूरत हुई है और इसी प्रकार उत्तर पूर्वी हिस्से में बड़ी जल विद्युत उत्पादन संभाव्यता की आवश्यकता हुई है। खुली पहुँच द्वारा उपलब्ध कराए गए अवसरों द्वारा भी पूरे देश में जल विज्ञान/जल विद्युत संभाव्यता और भार की विविधता में उतार-चढ़ाव को बढ़ावा मिला है।

## 7.2 11वीं योजना के लिए सापेक्ष संचारण प्रणाली का पता लगाना

7.2.1 11वीं योजना के संचारण विस्तार योजना का अभिज्ञान 11वीं योजना के अंत के परिदृश्य के सदृश विद्युत प्रणाली अध्ययनों के आधार पर किया गया था। कार्यान्वयन कार्यक्रम परियोजनाओं, स्कीमों और संचारण तत्वों के अभिज्ञान को ध्यान में रखकर बाद में तैयार किया गया था जिसे उत्पादन क्षमता संवर्धन और 2011-12 तक वार्षिक आधार पर भार वृद्धि के कार्यक्रम के साथ मिलाकर कार्यान्वित किया जाएगा। संचारण नेटवर्क के समयबद्ध विकास के लिए विशिष्ट स्कीमों और प्रस्तावों को सुदृढ़ करना अपेक्षित है, विशेषकर अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली के संबंध में, जिसे पूर्ण होने की लक्षित तारीख से कम से कम 5 वर्ष पहले करने की आवश्यकता है। इस आवश्यकता का पूरा करने के लिए 11वीं योजना की स्कीमों में से अधिकांश का पहले ही पता लगा लिया गया है, संचारण आयोजना संबंधी क्षेत्रीय स्थायी समितियों में विचार कर लिया गया है, अंतिम रूप दे दिया गया है, स्कीम तैयार कर ली गई है और निवेश के अनुमोदन की प्रक्रिया आरंभ कर दी गई है। कुछ स्कीमों के लिए निवेश अनुमोदन पहले ही प्राप्त कर लिया गया है और उसे विनिर्माण के चरण पर लगाया जा रहा है।

7.2.2 11वीं योजना के लिए अंतर-राज्य संचारण प्रणाली का पता लगाने के लिए उपरोक्त प्रक्रिया अपनाई गई थी। पता लगाई गई प्रणाली से अधिकांश संचारण प्रणाली को संचारण आयोजना संबंधी क्षेत्रीय स्थायी समितियों में विचार-विमर्श की प्रक्रिया के जरिए हित धारकों के साथ विचार-विमर्श करके मजबूत बनाया गया है। कुछ स्कीमों सुदृढ़ करने के अंतिम चरण में हैं।

## 7.3 अंतर क्षेत्रीय संचारण क्षमता कार्यक्रम

11वीं योजना अवधि के दौरान 220 कि.वो. और इससे अधिक के स्तर पर 23600 मेगावाट की अंतर-क्षेत्रीय क्षमताओं को शामिल करने की योजना और कार्यक्रम है। यह 11वीं योजना के अंत तक अर्थात् 2011-12 तक राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड की कुल अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता को 37700 मेगावाट तक बढ़ा देगा।

## 7.4 विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण स्कीमें

7.4.1 निम्नलिखित 11वीं योजना के केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन परियोजनाओं को अतिरिक्त उत्पादन क्षमता के अनुकूल विद्युत निष्क्रमण तथा क्षेत्रीय प्रणाली को मजबूत बनाने के लिए संचारण स्कीमों को पहले से अभिज्ञात किया जा चुका है तथा अधिकतर को सुदृढ़ कर लिया गया है:

उत्तर क्षेत्र: कोलडेम एचईपी (800 मेगावाट), पारबती-II एचईपी (800 मेगावाट), पारबती-III एचईपी (520 मेगावाट), चमेरा-III एचईपी (231 मेगावाट), ऊन्नी-II एचईपी (240 मेगावाट), रामपुर एचईपी (412 मेगावाट), टिहरी-II पीएसएस एचईपी (1000 मेगावाट), कोटेश्वर एचईपी (400 मेगावाट), लोहरी जगमाला एचईपी (600 मेगावाट), तपोवन

विष्णुगढ़ एचईपी (520 मेगावाट), आरएपीपी यू 5 एवं 6 एपीपी (440 मेगावाट), सेवा-II (120 मेगावाट), नीमबू बाजगो (45 मेगावाट), चूटक (44 मेगावाट), लखवर व्यासी (420 मेगावाट), कोटलीबहेल एसटी-1ए (195 मेगावाट), कोटलीबहेल एसटी-1बी (320 मेगावाट), करचम वांगटू (1000 मेगावाट), बरिसंगसर विस्तार (2×250 मेगावाट), बदरपुर विस्तार (1000 मेगावाट), झझर टीपीएस-दिल्ली (1500 मेगावाट) एवं दादरी-विस्तार (1000 मेगावाट)।

पश्चिमी क्षेत्र: सिपत-II+I (1000 + 1980 मेगावाट), कवास-II (725 + 575 मेगावाट) एवं गंधार-II (725 + 575 मेगावाट), मिलाई जेवी टीपीएस (2×250 मेगावाट) एवं कोरबा-III (500 मेगावाट)।

दक्षिणी क्षेत्र: कुदनकुलम यू 1 एवं 2 (2000 मेगावाट), पीएफबीआर (500 मेगावाट), कैगा यू 3 एवं 4 (220 + 220 मेगावाट), नेवेली टीपीएस II (500 मेगावाट), चेन्नई जेवी (1000 मेगावाट) एवं तूतीकोरिन जेवी (1000 मेगावाट)।

पूर्वी क्षेत्र: उत्तरी करनपुरा (1980 मेगावाट), मेथोन आरबी (1000 मेगावाट), बर (1980 मेगावाट), तीस्ता लो डेम III एवं IV (292 मेगावाट), तीस्ता IV (495 मेगावाट), नबीनगर जेवी आरएलडब्ल्यूएस. (1980 मेगावाट), कहलगाँव-II (1000 मेगावाट), मेजिया यू6 (250 मेगावाट), बोकारो विस्तार (500 मेगावाट), कोडेरमा (1000 मेगावाट) एवं फरक्का-III (500 मेगावाट), मेजिया विस्तार (1000 मेगावाट), रघुनाथुरा (1000 मेगावाट) एवं दुर्गापुर इस्पात टीपीएस (1000 मेगावाट)।

उत्तरी-पूर्व क्षेत्र: कामेंग एचईपी (600 मेगावाट), रंगानदी II (130 मेगावाट), डिकरोंग एचईपी (110 मेगावाट), त्रिपुरा गैस (750 मेगावाट) एवं सुबनसिरी लॉअर एचईपी (2000 मेगावाट)।

7.4.2 इन संचारण स्कीमों में से अधिकांश का सुदृढीकरण कर दिया गया है और कुछ पर पहले कार्य आरंभ हो गया है और कुछ पर पहले कार्य आरंभ हो गया है और कुछ पर काम किए जाने की प्रक्रिया में है। कुछ स्कीमों, विशेषकर वे जो उत्पादन परियोजनाओं से संबद्ध हैं, का अपेक्षाकृत हाल ही में पता लगाया गया है और जो 11वीं योजना के अंत तक कार्य आरंभ करने के लिए कार्यक्रमित है, उनका अभी सुदृढीकरण किया जाना बाकी है और यदि आवश्यक होगा उन्हें सुदृढीकरण की प्रक्रिया के दौरान उपयुक्त रूप से संशोधित अथवा परिवर्तित किया जा सकता है। कुछेक संचारण स्कीमों, विशेषकर जिन्हें 11वीं योजना के अंतिम वर्षों में पूर्ण किया जाना अपेक्षित है, को अभी अंतिम रूप दिया जाना बाकी है। इनमें नई अभिज्ञात उत्पादन परियोजनाओं के सदृश निष्क्रमण प्रणाली और क्षेत्रीय प्रणाली सुदृढीकरण स्कीमों शामिल हैं। ये उत्पादन स्कीमों हैं, पश्चिमी क्षेत्र में मऊदा (1000 मेगावाट), दक्षिणी क्षेत्र में सिम्हादरी विस्तार (1000 मेगावाट), पूर्वी क्षेत्र में चंद्रपुर (500 मेगावाट) बर-II (1320 मेगावाट) और उ.पू. क्षेत्र में बोंगईगाँव (750 मेगावाट)।

7.4.3 राज्य क्षेत्र और निजी क्षेत्र के अंतर्गत 11वीं योजना उत्पादन क्षमताओं के लिए संचारण स्कीमों का भी प्रयोगात्मक रूप से पता लगाया जा रहा है। इन संचारण स्कीमों को राज्य संचारण युटिलिटियों द्वारा सुदृढ करना अपेक्षित है।

7.5 11वीं योजना अवधि के दौरान 765 कि.वो. संचारण प्रणाली में वृद्धि

11वीं योजना अवधि के दौरान 765 कि.वो. संचारण लाइनों में 10वीं योजना के अंत तक 1704 स.कि.मी. से 11वीं योजना के अंत तक लगभग 7132 स.कि.मी. तक वृद्धि की संभावना है। 765 कि.वो. उप-केंद्र परिवर्तन क्षमता 10वीं योजना के अंत तक 2000 मेगावाट ए. से बढ़कर 11वीं योजना के अंत तक 53000 मेगावाट ए. तक हो जाएगी।

#### 7.6 11वीं योजना अवधि के दौरान एचवीडीसी संचारण प्रणाली में वृद्धि

11वीं योजना अवधि के लिए दो एचवीडीसी द्वि-ध्रुवों की योजना है। ये हैं बलिया-भिवाडी 500 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय प्रणाली और बिश्वनाथ-आगरा ± 800 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय प्रणाली।

#### 7.7 11वीं योजना के लिए संचारण प्रणाली विकास कार्यक्रम

निम्नलिखित सारणी देश में संचारण प्रणाली के लिए 8वीं, 9वीं और 10वीं योजना अवधियों के अंत में प्राप्त किए गए और 11वीं योजना के अंत के लिए निर्धारित लक्ष्यों के बारे में विवरण देती है :

संचारण क्षेत्र में संचयी वृद्धि और 11वीं योजना के लिए कार्यक्रम					
	यूनिट	8वीं योजना के अंत अर्थात् मार्च 1997 तक	9वीं योजना के अंत अर्थात् मार्च 2002 तक	10वीं योजना के अंत अर्थात् 2007 तक	11वीं योजना के अंत तक अर्थात् मार्च 2012 तक लक्ष्य
<b>संचारण लाइन</b>					
		8वीं योजना	9वीं योजना	10वीं योजना	11वीं योजना
765 कि.वो.	सीकेएम	409	971	1704	7132
एचवीडीसी ± 500 कि.वो.	सीकेएम	3138	3138	5872	11078
एचवीडीसी ± 200 कि.वो.					
एकल-ध्रुवीय	सीकेएम	0	162	162	162
400 कि.वो.	सीकेएम	36142	49378	75722	125000
230/220 कि.वो.	सीकेएम	79601	96993	114629	150000
कुल संचारण लाइन	सीकेएम	119290	150642	198089	293372
<b>उप-केंद्र</b>					
		8वीं योजना	9वीं योजना	10वीं योजना	11वीं योजना
एचवीडीसी बीटीवी	एमडब्ल्यू	1500	2000	3000	3000
एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय + एकल ध्रुवीय	एमडब्ल्यू	1500	3200	5200	11200
कुल					
एचवीडीसी टर्मिनल क्षमता	एमडब्ल्यू	3000	5200	8200	14200
765 कि.वो.	एमवीए	0	0	2000	53000
400 कि.वो.	एमवीए	40865	60380	92942	145000

230/220 कि.वो.	एमवीए	84177	116363	156497	230000
कुल- एसी उपकेंद्र क्षमता	एमवीए	125042	176743	251439	428000

### 7.8 11वीं योजना अवधि के दौरान संचारण प्रणाली विकास और संबंधित स्कीमों के लिए निधियों की आवश्यकता

संचारण प्रणाली विकास और संबंधित स्कीमों के लिए कुल निधि आवश्यकता निम्नानुसार आंकी गई है:

	करोड़ रु.
केंद्रीय क्षेत्र	75000
राज्य क्षेत्र	65000
कुल	140000

### 8.0 राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण के मसौदे पर सुझावों और टिप्पणियों पर प्रतिक्रिया

राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण का मसौदा सभी हितधारियों को परिचालित किया गया था और इस पर क्षेत्रीय स्थायी समिति फोरम में भी विचार-विमर्श किए गए थे। राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण के मसौदे पर प्राप्त टिप्पणियों और सुझावों और उन पर हमारी प्रतिक्रिया को राष्ट्रीय विद्युत योजना (वोल्यूम-II)-संचारण में शामिल किया गया है। टिप्पणियां और सुझाव निम्नलिखित युटिलिटियों और व्यक्तियों से प्राप्त किए गए थे:

- असम विद्युत विनियामक आयोग
- त्रिपुरा विद्युत विनियामक आयोग
- केरला राज्य विद्युत विनियामक आयोग
- असम सरकार-विद्युत विभाग (बिजली)
- असम राज्य विद्युत बोर्ड
- मेघालय राज्य विद्युत बोर्ड
- त्रिपुरा राज्य विद्युत निगम लि.
- दामोदर घाटी निगम
- बिहार राज्य विद्युत बोर्ड
- हिमाचल प्रदेश राज्य विद्युत बोर्ड
- उत्तरांचल विद्युत संचारण निगम लि.
- राजस्थान राज्य विद्युत प्रसारण निगम लि.
- गुजरात ऊर्जा संचारण निगम लि.
- छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत बोर्ड
- आंध्र प्रदेश संचारण निगम लि. (आं.प्र. ट्रांसको)
- कर्नाटक विद्युत संचारण निगम लि.
- भारतीय पावर ग्रिड निगम लि.
- राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम लि.

- भारतीय नाभिकीय विद्युत निगम लि.
- नॉर्थ इस्टर्न इलेक्ट्रिसिटी पावर कॉर्पोरेशन लि.
- श्री ए. राजा राव, बैंगलोर
- रिलायंस एनर्जी लि.
- पी.टी.सी. इंडिया लि.

ये टिप्पणियाँ आयोजना दर्शन, मानदंड और मुद्दा विशिष्ट मामलों तथा उत्पादन कार्यक्रम और संचारण कार्यक्रम के ब्यौरे से संबंधित मुद्दों पर थी।

\*\*\*\*\*



## अध्याय-1

## प्रस्तावना

## 1.1 राष्ट्रीय विद्युत योजना - संचारण

विद्युत अधिनियम 2003 के खंड 3 के अनुसार केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (के.वि.प्रा.) को राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसरण में राष्ट्रीय विद्युत योजना तैयार करने और पाँच वर्षों में एक बार ऐसी योजना अधिसूचित करने का उत्तरदायित्व सौंपा गया है। अधिनियम में प्रावधान किया गया है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना का मसौदा विभिन्न भागीदारों से सुझाव और आपत्तियाँ आमंत्रित करके प्रकाशित किया जाएगा और के.वि.प्रा. को राष्ट्रीय विद्युत योजना अधिसूचित करने से पूर्व केंद्रीय सरकार से अनुमोदन प्राप्त करना होगा। अभी तक निम्नलिखित प्रक्रिया पूर्ण कर ली गई है :

1. केंद्रीय सरकार ने राष्ट्रीय विद्युत नीति को अधिसूचित कर दिया है।
2. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 11वीं योजना के अंत तक अर्थात् 2011-12 तक के उत्पादन कार्यक्रम को शामिल करके एक "राष्ट्रीय विद्युत योजना-उत्पादन मसौदा " तैयार किया है और हितधारियों से सुझाव और आपत्तियाँ आमंत्रित की हैं।
3. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने 11वीं योजना के अंत तक अर्थात् 2011-12 तक के संचारण कार्यक्रम को शामिल करके एक "राष्ट्रीय विद्युत योजना संचारण मसौदा " तैयार किया है और हितधारियों से सुझाव और आपत्तियाँ आमंत्रित की हैं।
4. विभिन्न युटिलिटियों और हितधारियों से "राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण के मसौदे पर टिप्पणियाँ प्राप्त हुई थीं। योजना के मसौदे पर क्षेत्रीय बैठकों में भी विचार-विमर्श किया गया था।
5. केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण ने एक अद्यतन राष्ट्रीय विद्युत योजना (उत्पादन को शामिल करके वोल्यूम-I और संचारण को शामिल करके वोल्यूम-II) तैयार की है।

इस प्रकाशन का शीर्षक "राष्ट्रीय विद्युत योजना (वोल्यूम-II) संचारण " है जिसमें 2011-12 तक राष्ट्रीय संचारण योजना अपने अद्यतन रूप में शामिल है जिसमें मसौदा दस्तावेज पर विभिन्न भागीदारों की टिप्पणियाँ/सुझावों और उत्पादन तथा संचारण के बीच आंतरिक सुसंगतता सुनिश्चित करते हुए राष्ट्रीय विद्युत योजना (वोल्यूम-I) - उत्पादन " के अनुसार उद्यतन उत्पादन कार्यक्रम को ध्यान में रखा गया है।

## 1.2 संचारण में योजनाबद्ध विकास

- 1.2.1 आजादी के समय देश में विद्युत प्रणालियाँ शहरी और औद्योगिक क्षेत्रों में और उसके आस-पास विकसित अनिवार्य रूप से पृथक प्रणालियाँ थीं। उस समय उच्चतम संचारण वोल्टता 132 कि.वो. की थी। विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए ढाँचा विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948 के आरंभ होने के साथ निर्धारित किया गया था जिसमें विद्युत क्षेत्र के समन्वित विकास के लिए के.वि.प्रा. की स्थापना का प्रावधान किया गया था और के.वि.प्रा. को विद्युत विकास के लिए योजना तैयार करने और राष्ट्रीय विद्युत संसाधनों के नियंत्रण और उपयोग के संबंध में योजना एंजेंसियों के क्रियाकलापों को समन्वित करने के लिए भी उत्तरदायी बनाया गया था। इस अधिनियम में राज्यों में राज्य विद्युत बोर्ड (एसईबी) गठित करने का भी प्रावधान है। ये राज्य विद्युत बोर्ड उत्पादन के विकास, संचारण, वितरण और अपने संबंधित राज्यों में विद्युत के

उपयोग के लिए उत्तरदायी थे। इस विकास का उद्देश्य एक एकीकृत प्रणाली के लिए एक समन्वित प्रक्रिया बनाना था।

- 1.2.2** इस प्रकार अर्द्ध-शहरी और ग्रामीण क्षेत्रों को बिजली के लाभ प्रदान करने के लिए संचारण और वितरण प्रणाली के विकास की प्रक्रिया प्रारंभ हुई। शहरी और औद्योगिक क्षेत्रों के आस-पास की प्रणाली पूर्ण-विकसित राज्य ग्रिड प्रणालियों में विकसित हो गई। 1964 में एक बड़े पैमाने पर समन्वित विद्युत क्षेत्र आयोजना और संसाधनों के अधिकतम विकास और उपयोग के लिए राज्य ग्रिड प्रणाली के एकीकरण के प्रयोजनार्थ देश का पाँच क्षेत्रों अर्थात् पूर्वी क्षेत्र, उत्तर-पूर्वी क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र, पश्चिमी क्षेत्र और दक्षिणी क्षेत्र में सीमांकन कर दिया गया था और राज्य प्रणालियों के एकीकृत प्रचालन को सुकर बनाने के लिए और राज्यों के बीच विद्युत के आदान-प्रदान को प्रोत्साहित करने के लिए प्रत्येक क्षेत्र में क्षेत्रीय विद्युत बोर्ड स्थापित कर दिए गए थे। इस उद्देश्य के लिए अंतर क्षेत्रीय लाइनों की योजना बनाई गई थी जिन्हें केंद्रीकृत प्रायोजित स्कीम माना गया था।
- 1.2.3** 1975 में केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन युटीलिटियाँ नामशः एनएचपीसी और एनटीपीसी बनाई गई थीं ताकि उत्पादन क्षमता के संबंध में राज्यों के प्रयासों को पूरा किया जा सके। इन निगमों ने बड़े क्षेत्रीय उत्पादन केंद्र गठित किए जिसके लाभ क्षेत्र के राज्यों द्वारा बाँट लिए गए थे। विद्युत के निष्क्रमण के लिए संबंधित संचारण प्रणाली का निर्माण और घटक राज्यों को विद्युत का वितरण भी इन निगमों को सौंपा गया है। इसके साथ ही संचारण प्रणाली में आयोजना और विकास का केंद्र राज्य ग्रिड प्रणाली से क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली में परिवर्तित हो गया। इसके परिणामस्वरूप क्षेत्रीय नेटवर्क बनाए गए और 1980 के अंत तक सुदृढ़ क्षेत्रीय नेटवर्क सामने आए।
- 1.2.4** 1989 में केंद्रीय उत्पादन कंपनियों के संचारण स्कंधों को पॉवर ग्रिड कार्पोरेशन ऑफ इंडिया (पॉवर ग्रिड) गठित करने के लिए अलग कर दिया गया था ताकि केविप्रा द्वारा की गई संदर्श आयोजना पर आधारित केंद्रीय उत्पादन केंद्रों से संबंधित संचारण प्रणाली और अंतर-क्षेत्रीय संचारण कार्यक्रम के कार्यान्वयन को प्रणोद प्रदान किया जा सके। विभिन्न क्षेत्रों के बीच आदान-प्रदान को सुकर बनाने के लिए कुछेक अंतर-क्षेत्रीय लिंकों की भी योजना बनाई गई और विकसित किया गया। तथापि इन अंतर क्षेत्रीय लिंकों की योजना क्षेत्रों के बीच आपातकालीन सहायता और प्रचालनात्मक अधिशेष के हस्तांतरण के लिए केवल एक सीमित तरीके से बनाई गई थी। संसाधन आयोजना सहित प्रचालनात्मक तंत्र और ग्रिड प्रचालन तथा इसके परिणामस्वरूप विभिन्न क्षेत्रों की प्रचालनात्मक आवृत्ति क्षेत्र-विशिष्ट बनी रही है। इस प्रकार चूँकि क्षेत्रों की प्रचालनात्मक आवृत्ति अलग-अलग थी, इसलिए ए सी लाइनों के जरिए विद्युत आदान-प्रदान केवल रेडियल मोड प्रचालन के जरिए एक सीमित तरीके से कार्य कर सका। अनुत्पत्तिकालिक रूप से प्रचालित क्षेत्रीय ग्रिडों के बीच अंतर-क्षेत्रीय आदान-प्रदान को सुकर बनाने के लिए एचवीडीसी सहपृष्ठीय लिंक विकसित किए गए थे। इसमें विंध्याचल में उत्तरी और पश्चिमी क्षेत्र के बीच 500 मेगावाट का लिंक, भद्रावती में पश्चिमी और दक्षिण क्षेत्र में 1000 मेगावाट का लिंक गाजुवाका में पूर्वी और दक्षिणी क्षेत्र के बीच 500 मेगावाट का लिंक शामिल है। शताब्दी के अंत तक एचवीडीसी सहपृष्ठ के 2000 मेगावाट और 220 कि.वो. की रेडियल मोड एसी लाइनों के 1800 मेगावाट सहित 3800 मेगावाट की अंतर-क्षेत्रीय क्षमता देश में मौजूद थी। इसके अतिरिक्त 132 कि.वो. के 12 अंतर क्षेत्रीय सर्किट भी मौजूद हैं।
- 1.2.5** वर्तमान शताब्दी के आगमन से देश में उत्पादन की आयोजना और संचारण प्रणाली का केंद्र स्वतः पर्याप्त की अवस्थिति से परिवर्तित होकर अखिल भारतीय आधार पर संसाधनों के उपयोग

से इष्टतमीकरण की अवधारणा तक हो गया। के वि प्रा द्वारा किए गए उत्पादन आयोजना अध्ययनों से यह संकेत मिलता है कि अखिल भारत आधार पर योजनाबद्ध 100 मेगावाट की क्षमता अभिवृद्धि क्षेत्रीय आधार पर योजनाबद्ध 113 मेगावाट की अभिवृद्धि के बराबर थी। उत्पादन में निवेश में परिणामी बचत एक सुदृढ़ राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली उपलब्ध कराने के लिए संचारण में संवर्द्धात्मक निवेश से काफी अधिक थी, जो एक ऐसे अखिल भारतीय उत्पादन आयोजना और विकास को समर्थ बनाएगी। राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली के फायदे बहुत पहले ही ज्ञात हो सकते थे। वास्तव में विकास की झलक हमारे देश के संस्थापकों द्वारा पहले ही देख ली गई थी जिन्होंने उसे विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948 में ही अधिदेशित कर दिया था। यद्यपि एक धर्मतंत्रात्मक प्रणाली में प्रत्येक स्तर नीचे की परत से अपनी शक्ति प्राप्त करता है तथापि राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली को सुदृढ़ क्षेत्रीय प्रणालियों के उभरने तक इंतजार करना पड़ा। फिर भी एक राष्ट्रीय प्रणाली के लिए आयोजन दर्शन में धरातल पर विकास दर्शाते हुए परिवर्तन आरंभ हो गया है। नए युग के आरंभ होने से लगभग 4-5 वर्षों में अंतर-क्षेत्रीय क्षमता तीन गुना से अधिक हो गई है।

### 1.3 विद्युत क्षेत्र में विकास की महत्वपूर्ण घटनाएँ

संचारण नेटवर्क का विकास उत्पादन क्षमता में वृद्धि के साथ आगे-पीछे किया गया है। संचारण प्रणाली में वृद्धि संचारण नेटवर्क में वास्तविक वृद्धि और बल्क विद्युत संचार के लिए उच्च संचारण वोल्टता और नई प्रौद्योगिकियों की शुरुआत करके लक्षित की जा सकती है।

#### विद्युत क्षेत्र में विकास की महत्वपूर्ण घटनाएँ

1948	विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम 1948, इस अधिनियम में केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) और राज्य विद्युत बोर्डों के गठन का प्रावधान है।
1950-60	राज्य ग्रिडों का विकास और 220 किलो.वो. वोल्टता स्तर का प्रारंभ
1964	क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों का गठन
1965-73	क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली बनाने के लिए राज्य ग्रिडों का संयोजन
1977	400 किलो.वो. वोल्टता स्तर का प्रारंभ
1980-88	क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों का केंद्रीय क्षेत्र उत्पादन के साथ संबंधित संचारण प्रणाली के रूप में विकास
1989	एचवीडीसी बैक-टू-बैक प्रणाली
1990	एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन की शुरुआत
1997	पूर्वी-क्षेत्र और उत्तर-पूर्वी क्षेत्र का तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
1999	अखिल भारत प्रणाली की ओर संचारण आयोजना का पुनः अभिमुखीकरण
2000	765 किलो.वो. संचारण लाइन की शुरुआत (प्रारंभ में 400 किलो.वो. पर आवेशित की गई)

2002	2012 तक अखिल भारतीय राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के लक्ष्य के लिए योजना
2003	विद्युत अधिनियम 2003
2003	संचारण में खुली पहुँच
2003	पश्चिमी क्षेत्र का पूर्वी क्षेत्र उत्तर-पूर्वी क्षेत्र प्रणाली के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
2003	बल्क अंतर-क्षेत्रीय एचवीडीसी संचारण प्रणाली
2006	उत्तर क्षेत्र का पूर्वी क्षेत्र - उत्तर-पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र प्रणाली के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन
2007	सिपत उप-स्टेशन का 765 किलो.वो. प्रचालन
<b>संभावित आगामी घटनाक्रम</b>	
2007	765 किलो.वो. संचारण लाइनों का 765 किलो.वो. प्रचालन
2012	± 800 किलो.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन
2012	दक्षिणी क्षेत्र का शेष अखिल भारत ग्रिड के साथ तुल्यकालिक अंतः संयोजन

\*\*\*\*\*

## संचारण संबंधी नीति, अभिवृद्धि-उद्देश्य तथा विकास प्रक्रिया

### 2.1 अधिनियम प्रावधान तथा राष्ट्रीय विद्युत नीति

#### 2.1.1 अधिनियम प्रावधान

10 जून, 2003 को अधिसूचित विद्युत अधिनियम 2003 सुधारों को प्रोत्साहन देने तथा विद्युत क्षेत्र में प्रतियोगिता बढ़ाने के लिए मूलभूत ढांचा उपलब्ध करता है। इस अधिनियम में विद्युत क्षेत्र के लिए उदार ढांचा तैयार करने की मांग की गई है। इस अधिनियम में विद्युत-संचारण के संबंध में प्रमुख विशेषताएँ निम्नवत् हैं :

- i) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा राष्ट्रीय विद्युत योजना का निर्माण करना, उसे प्रकाशित तथा अधिसूचित करना। (धारा-4)
- ii) उचित विनियमन आयोग द्वारा लाइसेंस के माध्यम से संचारण में निजी क्षेत्र की प्रतिभागिता। (धारा 12, 13, 14, 15)
- iii) केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी द्वारा अंतः राज्यीय प्रणाली के माध्यम से आयोजना, समन्वय, विकास तथा विद्युत के संचारण को हाथ में लेना। (धारा 38)
- iv) राज्य संचारण यूटिलिटी द्वारा अंतः राज्यीय प्रणाली के माध्यम से आयोजना, समन्वय, विकास तथा विद्युत के संचारण को हाथ में लेना। (धारा 39)
- v) संचारण में खुली पहुंच। (धारा 40)
- vi) राष्ट्रीय विद्युत नीति, विद्युत प्रणाली के विकास के लिए लघु अवधि तथा संदर्श योजनाएँ, आयोजना अभिकरणों के क्रिया-कलापों का समन्वय, राज्य सरकारों लाइसेंसधारियों अथवा उत्पादक कंपनियों को उनके स्वामित्व में विद्युत प्रणाली के सुधरे हुए तथा समन्वित प्रचालन के लिए परामर्श तथा उचित राज्यों तथा उचित आयोगों को उत्पादन, संचारण तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा विद्युत वितरण से संबंधित तकनीकी मामलों पर परामर्श। (धारा 73)
- vii) केन्द्रीय विद्युत विनियमन आयोग द्वारा अंतःराज्यीय संचारण के लिए विनियम तथा टैरिफ निर्धारण। (धारा 79)

viii) राज्य विद्युत विनियमन आयोग द्वारा अंतःराज्यीय संचारण के लिए सरलीकरण तथा टैरिफ निर्धारण। (धारा 86)

### 2.1.2 नीति प्रावधान

राष्ट्रीय विद्युत नीति के संचारण से संबंधित कुछ प्रावधान जो राष्ट्रीय विद्युत योजना में अंतर्निहित हैं, निम्नवत् हैं :

क) देश के लिए मजबूत तथा समेकित विद्युत प्रणाली विकसित करने के लिए पर्याप्त तथा समयबद्ध निवेश तथा कुशल तथा समन्वित कार्रवाई।

ख) उत्पादन में योजनाबद्ध भारी वृद्धि को ध्यान में रखते हुए तथा विद्युत बाजार के विकास के लिए भी संचारण क्षमता का संवर्धन।

ग) उत्पादन क्षमता तथा संचारण सुविधाओं के मध्य बेमेल स्थिति से बचने के लिए नई उत्पादन क्षमताओं की योजना बनाते हुए संबद्ध संचारण क्षमता की आवश्यकता पर साथ-साथ कार्य करने की आवश्यकता होगी। उपर्युक्त उद्देश्यों को पूरा करने के लिए नीति निम्नलिखित पर बल देती है:

- विद्युत के अंतर्राज्यीय संचारण के लिए पर्याप्त ढांचा उपलब्ध कराने के लिए केन्द्रीय सरकार राष्ट्रीय ग्रिड के सतत विकास को सुसाध्य बनाएगी तथा यह सुनिश्चित करेगी कि कम उपयोग में लाई गई उत्पादन क्षमता का प्रयोग, अधिशेष वाले क्षेत्रों से कमी वाले क्षेत्रों को इसके संचारण हेतु विद्युत उत्पादन के लिए किया जाएगा।
- जैसा कि अधिनियम में प्रावधान है, सभी संबंधित अभिकरणों के समन्वय से राष्ट्रीय विद्युत योजना के आधार पर नेटवर्क आयोजना तथा विकास का प्रमुख उत्तरदायित्व केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी (सी.टी.यू.) तथा राज्य संचारण यूटिलिटी (एस.टी.यू.) की है। राष्ट्रीय तथा क्षेत्रीय संचारण प्रणाली आयोजना तथा विकास के लिए उत्तरदायी है। अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली के विकास तथा आयोजना के लिए एस.टी.यू. उत्तरदायी है। संचारण अवरोधों को लागत प्रभावी तरीके से दूर करने के उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए सी.टी.यू. को एस.टी.यू. के साथ समन्वय करने की आवश्यकता होगी।
- संभावित संचारण आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए नेटवर्क विस्तार की आयोजना तथा कार्यान्वयन किया जाना चाहिए जो कि खुली पहुँच तंत्र में प्रणाली के लिए आनुषंगिक होगा। लाभार्थियों के साथ पूर्व समझौता नेटवर्क विस्तार के लिए पूर्व शर्त नहीं होगी। सी.टी.यू./एस.टी.यू. को पणधारियों (स्टेकहोल्डर्स) के परामर्श से आवश्यकताओं को अभिज्ञात करने तथा वांछित विनियामक अनुमोदनों के पश्चात् कार्यान्वयन हाथ में लेने के पश्चात् नेटवर्क विस्तार का कार्य हाथ में लेना चाहिए।
- यह सुनिश्चित करने के लिए कि सभी पणधारियों को उत्पादन तथा संचारण परियोजनाओं तथा योजनाओं की स्थिति की जानकारी है सी.टी.यू. तथा एस.टी.यू. द्वारा ढांचागत सूचना प्रसार तथा प्रकटीकरण प्रक्रियाएं विकसित की जानी चाहिए।
- राज्य विनियमन आयोगों जिन्होंने विद्युत अधिनियम 2003 के तहत ग्रिड कोड को अधिसूचित नहीं किया है उन्हें इसे सितम्बर 2005 से पूर्व अधिसूचित करना चाहिए।

घ) संचारण में खुली पहुँच उत्पादन कंपनियों, जो अब देश में विभिन्न लाइसेंसधारियों को बेच सकती है, के मध्य प्रतियोगिता बढ़ाने के लिए प्रारंभ की गई है। इससे सस्ती बिजली उपलब्ध होगी। यह अधिनियम प्रारंभ से ही संचारण में खुली पहुँच अधिशासित करता है। जब संबंधित राज्य आयोगों द्वारा वितरण नेटवर्क में खुली पहुँच थोक उपभोक्ताओं प्रतियोगी उत्पादकों से सीधी खरीद के लिए सक्षम बनाने के लिए प्रारंभ की जाएगी तो बाजार में प्रतियोगिता सस्ती तथा विश्वसनीय विद्युत आपूर्ति बढ़ेगी। विनियामक आयोगों को भेदभाव रहित खुली पहुँच के लिए सुसाध्य ढांचा प्रदान करने की आवश्यकता है। इसके लिए आधुनिकतम संचार तथा रियल टाइम आधार पर डाटा अधिग्रहण क्षमता सहित भार प्रेषण सुविधाओं की आवश्यकता है। चूँकि वर्तमान में यह मामला क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्रों पर है, समुचित राज्य आयोगों को यह अवश्य सुनिश्चित करना चाहिए कि तकनीकी उन्नयन के साथ समान सुविधाएँ राज्य स्तर पर उपलब्ध हों, जहाँ आवश्यक हो तथा जून, 2006 से पूर्व कार्यान्वित की जाए।

ड.) विद्युत क्षेत्र के विकास तथा क्रमबद्ध प्रगति को सुसाध्य बनाने के लिए तथा ग्रिड के सुरक्षित तथा विश्वसनीय प्रचालन के लिए संचारण प्रणाली में मार्जिन निर्मित किए जाने चाहिए। अंतर्राष्ट्रीय मानकों तथा पद्धतियों को ध्यान में रखते हुए अतिरिक्त स्तरों तथा गुंजाइशों दोनों के प्रबंध के लिए संचारण क्षमता की आयोजना तथा निर्माण किया जाएगा। एक योजनाबद्ध तथा सुदृढ़ संचारण प्रणाली न केवल संचारण क्षमताओं के इष्टतम प्रयोग बल्कि उत्पादन सुविधाओं को सुनिश्चित करेगी तथा विद्युत के लागत प्रभावी प्रेषण के प्रमुख उद्देश्य की प्राप्ति को सुसाध्य बनाएगी। क्षेत्रों में विद्युत लागत प्रभावी संचारण को सुसाध्य बनाने के लिए सी.ई.आर.सी. द्वारा एक राष्ट्रीय संचारण टैरिफ ढांचे को कार्यान्वित करने की आवश्यकता है। टैरिफ मशीनरी दूरी, दिशा तथा प्रवाह की मात्रा के संबंध में संवेदनशील होगी। जहाँ तक संभव हो, अंतर्राज्यीय तथा अंतःराज्यीय प्रणालियों संचारण मूल्य निर्धारण ढांचे में स्थिरता बनाए रखने की आवश्यकता है। आगे, यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि वर्तमान नेटवर्क कमियों के फलस्वरूप अनुचित संचारण हानि क्षतिपूर्ति आवश्यकताएँ न हों।

च) जैसा कि अधिनियम 2003 में अधिशासित है संचारण में पक्षपात रहित खुली पहुँच प्रदान करने के लिए आवश्यक विनियामक ढांचा उत्पादन क्षमता खोजने में कुशल चयन के संकेतन के लिए तथा उत्पादन संसाधनों के इष्टतम प्रयोग के लिए विद्युत विपणन को प्रोत्साहित करने के लिए तथा इनके फलस्वरूप आपूर्ति की लागत कम करने के लिए आवश्यक है।

छ) संचारण क्षेत्र में निजी निवेश को प्रोत्साहित करने के लिए विशेष मशीनरी निर्मित की जाएगी ताकि 2012 तक माँग को पूरा करने के उद्देश्य को प्राप्त करने के लिए पर्याप्त निवेश किए जा सकें।

## 2.2 वृद्धि लक्ष्य

(1) पूरे देश में संचारण प्रणाली का विकास ताकि देश में विद्युत शक्ति उत्पादन स्रोतों के असमान वितरण के बावजूद सभी क्षेत्रों में विद्युत प्रणाली का समान स्तर हो सके।

- (2) पर्याप्त संचारण प्रणाली विकास ताकि देश के पूर्वी भाग में कोयले के एकत्रण तथा देश के उत्तर-पूर्वी तथा उत्तरी भागों में जल विद्युत स्रोतों को ध्यान में रखते हुए उत्पादन संसाधनों के जल ताप मिश्रण को इष्टतम तरीके से प्रयोग किया जा सके।
- (3) भिन्नता आधारित विद्युत विनिमय लाभ प्राप्त करना जैसे कि उत्पादन में क्षेत्रीय भिन्नताओं के कारण विनिमय तथा भौगोलिक, मौसमी, दिन में समय तथा प्रचालनात्मक भिन्नताओं के कारण उत्पन्न होने वाली माँग प्रवृत्ति।
- (4) केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी (सी.टी.यू.) तथा राज्य संचारण यूटिलिटी संचारण प्रणाली के विकास की आयोजना के लिए उत्तरदायी है। केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा तैयार राष्ट्रीय विद्युत योजना इस प्रक्रिया में एक दिशा-निर्देशक दस्तावेज है। केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी विद्युत क्षेत्र के अंतर्राज्यीय तथा अंतर्क्षेत्रीय संचारण के लिए उत्तरदायी है। राज्य के भीतर विद्युत के संचारण के लिए राज्य संचारण यूटिलिटी उत्तरदायी है। देश के लिए एक भलीभाँति समन्वित संचारण योजना के निर्माण के लिए केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी को राज्य संचारण यूटिलिटीज तथा अन्य पणधारियों के साथ समन्वय करना होगा। चूँकि टॉप विद्युत क्षेत्र को लाइसेंस रहित कर दिया गया है, अतः वास्तविक विकास राष्ट्रीय विद्युत योजना में दर्शाए गए कार्यक्रम से भिन्न हो सकती है। संचारण विकास कार्यक्रम पर समय-समय पर पुनः कार्य करने की आवश्यकता होगी। अतः दीर्घ अवधि में राष्ट्रीय विद्युत योजना से भिन्नता हो सकती है। नए उत्पादन केन्द्रों के प्रारंभ से उससे संबद्ध संचारण प्रणाली को शीघ्रता से आयोजित तथा कार्यान्वित करना होगा।
- (5) विद्युत विनिमय को सुसाध्य बनाने के लिए संचारण प्रणाली को विद्युत अधिनियम, 2003 में एक विशिष्ट क्रियाकलाप माना गया है। यह संभावित है कि इसके तथा संचारण प्रणाली पर पक्षपात रहित खुली पहुँच के अनुक्रम में बाजारी शक्तियाँ विद्युत प्रवाहों की प्रवृत्तियों जिनके लिए संचारण नेटवर्क में पर्याप्तता/अपर्याप्तता के पुनर्निर्धारण की आवश्यकता है तथा समय-समय पर किए जाने वाली समुचित प्रणाली सुदृढीकरण को प्रभावित कर सकती है। केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी तथा राज्य संचारण यूटिलिटीज को इस पहलू को ध्यान में रखते हुए संचारण प्रणाली की आयोजना करनी होगी। विद्युत विपणन से उत्पन्न विद्युत प्रवाहों के लिए विद्युत प्रणाली का संवर्धन जो संदर्श संचारण योजना में सामंजस्य स्थापित करेगा, के लघु समयावधि में आयोजित तथा कार्यान्वित करना आवश्यक होगा।
- (6) संचारण नेटवर्क का इष्टतम विकास संभाव्यता विश्लेषण तथा प्रौद्योगिकी विकल्पों का तकनीकी आर्थिक मूल्यांकन जैसे कि अतिरिक्त उच्च वोल्टता, ए.सी., एच.वी.डी.सी., हाइब्रिड, मल्टी-सर्किट/मल्टी कण्डक्टर लाइनें, जी.आई.एस., प्रतिक्रिय क्षतिपूर्ति, डायनामिक क्षतिपूर्ति आदि। प्रौद्योगिकी के प्रयोग, सुधरी हुई अभियांत्रिकी तथा उत्तम पद्धतियों द्वारा संचारण प्रणाली की लागत को इष्टतम करने का उद्देश्य होना चाहिए।
- (7) हमारे देश के संपूर्ण विकास तथा जनसंख्या वृद्धि के साथ विद्युत संचारण के लिए कॉरीडोर प्राप्त करने में कठिनाइयाँ बढ़ रही हैं। अतः विद्युत संचारण कॉरीडोर को इष्टतम करने की आवश्यकता है। उच्च क्षमता लाइनों के प्रयोग, मल्टी सर्किट



लाइनों तथा सिरीज क्षतिपूर्ति, अथवा एल्यूमिनियम कंडक्टरों का प्रयोग करते हुए रिकंडक्टिंग के प्रयोग के माध्यम से विद्यमान लाइनों की संचारण क्षमता बढ़ाकर तथा लचीले वैकल्पिक करंट संचारण प्रणाली (फैक्ट्स) मशीनें, जहाँ इष्टतम हैं, संभावित समाधान हैं।

(8) जिस प्रकार उत्पादन क्षमता का निर्माण चरणों में किया गया है उसी प्रकार संचारण क्षमता को भी चरणों में निर्मित करना होगा। संचारण क्षमता का चरणवार विकास उच्च वोल्टता स्पेसिफिकेशन लाइन को प्रारंभ में निम्न वोल्टता पर चार्ज करके अथवा चरणबद्ध तरीके से मल्टी सर्किट लाइन की तारकसाई सर्किट द्वारा अथवा उच्च करंट क्षमता कंडक्टरों आदि के साथ निर्मित लाइन पर बाद में सिरीज क्षतिपूर्ति के प्रयोग द्वारा किया जा सकता है।

(9) देश के उत्तर-पूर्वी भाग में जल-विद्युत शक्यता 30-35 गे.वा. है जिसमें से अधिकांशतः अभी विकसित की जानी है उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में औद्योगिक विकास के साथ इस जल-विद्युत शक्यता का विकास आवश्यक है ताकि इस क्षेत्र में विद्युत की बढ़ती हुई उपलब्धता का क्षेत्रीय माँग के साथ मेल हो सके। हालाँकि, उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में जल-विद्युत शक्यता अत्यंत वृहद है। (संपूर्ण भावी जल विद्युत का लगभग 70% उत्तर-पूर्वी क्षेत्र से आयेगा) इस क्षेत्र की अधिकांश विद्युत को उत्तरी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र को संचारित करना होगा जहाँ माँग वृद्धि इन क्षेत्रों में उत्पादन संसाधनों के क्षेत्रीय विकास की शक्यता की तुलना में कहीं अधिक है। इसके अतिरिक्त भूटान से भी विद्युत को उत्तर क्षेत्र/पश्चिमी क्षेत्र की ओर संचारित करने की आवश्यकता होगी। चूँकि पूर्वी क्षेत्र अधिशेष में है तथा पूर्वी क्षेत्र में इस क्षेत्र के कोयला भंडारण का उपभोग करते हुए आगामी उत्पादन परियोजनाओं के विकास के साथ, पूर्वी क्षेत्र एक निर्यातक क्षेत्र बना रहेगा इस प्रकार उत्तर-पूर्वी क्षेत्र की अधिकांश विद्युत सीधे उत्तरी क्षेत्र/पश्चिमी क्षेत्र को 2500 कि०मी० से अधिक की दूरी पर सीधे संचारित की जाएगी। संकीर्ण क्षेत्रों में उचित अवरोधों को ध्यान में रखते हुए तथा संपूर्ण राइट-ऑफ-वे संरक्षित करने के लिए भी उच्च संचारण क्षमता जिसमें एच.वी.डी.सी. के हाईब्रिड नेटवर्क तथा 400 के.वी. ए.सी./765 के.वी. ए.सी. शामिल है, को विकसित करना आवश्यक होगा। इस विकास को भली प्रकार चरणबद्ध करना होगा ताकि इसे उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में जल विद्युत उत्पादन के विकास के कार्यक्रम के साथ मिलाया जा सके। उत्तर-पूर्वी क्षेत्र से विद्युत लाने के लिए  $\pm 800$  के.वी. की उच्च वोल्टता पर विचार किया जा रहा है। उच्च वोल्टता अपनाने के लिए हानियों में कमी एक प्रमुख प्रोत्साहन है।

(10) राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के निर्माण को एक योजनाबद्ध मार्ग पर विद्युत प्रणाली के विकास को अभिमुख करने के लिए एक ध्वजापोत प्रयत्न के रूप में मान्यता दी गई है जिसके परिणामस्वरूप "वहनीय कीमत पर सभी के लिए विद्युत" के उद्देश्य को लागत प्रभावी रूप से पूरा किया जा सके। एक सुदृढ़ अखिल भारतीय ग्रिड देश में असमान रूप से वितरित उत्पादन संसाधनों को इष्टतम शक्यता तक दोहन में सक्षम बनाएगी।

(11) देश में पूर्वी भाग में उत्पादन क्षमता के पूर्ण उपभोग के लिए देश के पूर्वी भाग में एक पर्याप्त संचारण प्रणाली को निर्मित करना होगा तथा देश के पूर्वी भाग को पश्चिमी, दक्षिणी तथा

उत्तरी क्षेत्रों से जोड़ना होगा। उद्देश्य यह होना चाहिए कि संचारण अवरोधों के कारण कोई उत्पादन क्षमता व्यर्थ न हो। इस संबंध में केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी तथा राज्य संचारण यूटिलिटी पर विशेष उत्तरदायित्व होगा।

- (12) प्रत्येक क्षेत्र में संचारण आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए क्षेत्रीय ग्रिडों का सतत विकास करना होगा। इस विकास से उत्पादन क्षमता अभिवृद्धियों से विद्युत निष्क्रमण तथा विशेष क्षेत्रों की आवश्यकताओं क्षेत्रीय ग्रिडों का सुदृढीकरण होना चाहिए। इस प्रणाली को कमियों को दूर करने के लिए सुदृढ बनाना चाहिए तथा एक विश्वसनीय संचारण ग्रिड प्रदान करनी चाहिए जिसमें खुली पहुँच के लिए गुंजाइश होनी चाहिए। अंतर्राज्यीय लाभों के लिए क्षमता अभिवृद्धियों से उत्पन्न अंतःराज्यीय संचारण के लिए विद्युत प्रवाहों की प्रवृत्तियों के प्रबंध के लिए इसे एक संचारण प्रणाली प्रदान करनी चाहिए।
- (13) राज्य ग्रिडों को विद्युत प्रेषण के लिए क्षेत्रीय ग्रिडों की संचारण प्रणाली क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों का एक महत्वपूर्ण घटक है। संपूर्ण संदर्श में विद्युत प्रेषण नेटवर्क को इष्टतम करने की आवश्यकता है। जहाँ माँग 300 मे.वा. से अधिक हो ऐसे सभी स्थानों पर क्षेत्रीय ग्रिड उप-केन्द्र (अधिमानतः 400 के.वी. ग्रिड उप-केन्द्र) प्रदान करने का प्रयत्न होना चाहिए।
- (14) भार वृद्धि का प्रबंध करने तथा देश में उपभोक्ता छोर तक सेवाओं को प्रदान करने के अंतिम लक्ष्य के लिए उत्पादन तथा संचारण सुविधाओं के विकास के उचित समुपयोजन के लिए 200 के.वी. तथा 132 के.वी. पर उपयुक्त संचारण प्रणाली तथा उप-संचारण तथा वितरण प्रणाली का विकास।
- (15) उत्पादन परियोजनाओं की प्रारंभण अवधि में कमी तथा राष्ट्रीय विद्युत योजना से विचलन की संभावना तथा पक्षपात रहित खुली पहुँच के तहत विद्युत विपणन को ध्यान में रखते हुए संचारण परियोजनाओं की प्रारंभण अवधि को संकुचित करने की आवश्यकता है। नई निर्माण पद्धतियाँ/प्रौद्योगिकियाँ, जहाँ तक उपलब्ध है, संचारण परियोजनाओं की प्रारंभण अवधि को संकुचित करने के लिए कार्यान्वित करना आवश्यक होगा। विस्तृत सर्वेक्षण तथा रूट एलाइनमेंट करने के लिए तथा पर्यावरणीय मामलों के कारण आयात को न्यूनतम करने के लिए नवीन पद्धतियाँ जैसे कि सैटलाइट इमेजिंग को भी अपनाना वांछनीय होगा।
- (16) वन स्वीकृतियों के लिए प्रक्रियाएँ विनियामक प्रक्रियाओं के समानांतर हाथ में ली जानी चाहिए।
- (17) "विंड जोन मैपिंग" तथा विभिन्न टावरों के मानक अभिकल्प तथा मृदा अन्वेषण पहले से किए जाने चाहिए ताकि संचारण प्रणाली के लिए निर्माण अवधि को कम किया जा सके।
- (18) निजी क्षेत्र के वित्तपोषण को आमंत्रित करने तथा सार्वजनिक क्षेत्र के प्रयत्न को सप्लीमेंट करने तथा संचारण परियोजनाओं की लागतों को बेंच मार्क करने के लिए

संचारण में निजी क्षेत्र की प्रतिभागिता पर विचार किया गया है। निजी क्षेत्र की प्रतिभागिता लागत आधार की बजाए प्रतियोगात्मक आधार पर होनी चाहिए।

(19) अंतः संयोजित प्रचालन के लिए विद्युत प्रणाली के पर्याप्त भार प्रेषण तथा संचार सुविधाओं की उपलब्धता आवश्यक है। विद्युत अधिनियम, 2003 राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र, क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्रों तथा राज्य भार प्रेषण केन्द्रों के लिए प्रबंध करता है। विद्युत प्रणाली के कुशल प्रचालन के लिए इन भार प्रेषण केन्द्रों को आवश्यक दूर संचारिता, संचारण, कम्प्यूटरीकृत रियल-टाइम डाटा अधिग्रहण प्रणालियाँ तथा आवश्यक निरीक्षण नियंत्रण सुविधाओं से सुसज्जित होना चाहिए। क्षेत्रीय स्तर पर पर्याप्त डाटा अधिग्रहण तथा संचारण सुविधाएँ निर्मित की गई हैं, जबकि राज्य स्तर पर अनेक मामलों में कमियाँ हैं। जब तक कि इन कमियों को शीघ्रता से हटाया नहीं जाता, तब तक विद्युत प्रणाली के समेकित प्रचालन को सुनिश्चित करने में कठिनाइयाँ होंगी। एक संबंधित मामला यह है कि यदि आंशिक अथवा संपूर्ण प्रणाली विफल होती है तो प्रणाली का पुनः ऊर्जायन लघु समय में तभी संभव होगा जबकि पर्याप्त भार प्रेषण तथा संचारण सुविधाएँ उपलब्ध हों। राज्य विनियामक आयोगों को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि पर्याप्त भार प्रेषण तथा संचारण सुविधाएँ राज्यों के भीतर उपलब्ध हों।

(20) चूँकि ऐसे बहुत से संगठन होंगे, जिनकी विद्युत प्रणालियाँ समानांतर कुशल स्वर संचारण सुविधाओं में अंतः संयोजित होंगी की आवश्यकता भार प्रेषण केन्द्रों तथा विभिन्न यूटिलिटीज के नियंत्रण कक्षों के मध्य भी होगी।

(21) नवी. एवं आधु. कार्यक्रम, अवशिष्ट कार्यकाल निर्धारण तथा संचारण पुनर्स्थापना पर बल।

(22) तुल्यकालन में प्रचालित विद्युत प्रणालियों के पास पर्याप्त सुरक्षा उपाय होने चाहिए जैसे कि आईलैंडिंग स्कीम तथा स्वचालित भार कटौती स्कीम, ताकि प्रणाली में प्रमुख घटनाओं के पश्चात् प्रणाली बिना प्रपाती विफलता, जिसके परिणामस्वरूप बड़े क्षेत्रों में ब्लैक आउट होता है, के प्रचालित रहे। संचारण लाइनों, ट्रांसफार्मरों, बस बार, जनरेटरों तथा अन्य महत्वपूर्ण विद्युत उपकरणों के लिए सुरक्षा स्कीमों को उच्चतम गुणवत्ता वाला तथा भली-भाँति समन्वित होना चाहिए। उत्पादन हानि की आकस्मिकताओं का प्रबंध करने के लिए भार कटौती के लिए अंडर-फ्रीक्वेंसी रिले (सम फ्लैट फ्रीक्वेंसी रिले तथा फ्रीक्वेंसी रिले की परिवर्तित दर दोनों) को स्वचालित भार कटौती के लिए उपलब्ध कराना चाहिए। यह प्रणाली में संकट को फैलने से बचाएगा। यदि विद्युत प्रणाली का एक भाग गंभीर संकट में है तो इसे स्वतः ही प्रणाली के शेष स्वस्थ भाग से इस प्रकार विलग हो जाना चाहिए कि जहाँ तक संभव हो प्रणाली भाग का प्रचालन जारी रहे। ऐसी स्कीमों से वास्तविक प्रचालन में विद्युत प्रणालियों के पुनः संयोजन के लिए प्रक्रियाएँ भी बनानी होंगी। इस संबंध में तुल्यकालन में वृहद विद्युत प्रणालियों के प्रचालन के अंतर्राष्ट्रीय अनुभव को लिया जा सकता है।

(23) संचारण यूटिलिटीज को सर्वोत्तम पद्धतियाँ अपनाकर प्रणाली उपलब्धता के उच्च स्तर को बनाए रखना चाहिए।

- (24) यह देखा गया है कि देश के उत्तर-पूर्वी तथा पूर्वी भागों से भारी विद्युत प्रवाह होगा तथा जल विद्युत शक्ति परियोजनाएँ देश के उत्तरी भाग में अन्य भागों में होंगी। इस प्रकार, विनियामक आयोगों द्वारा निर्धारित टैरिफ को विद्युत प्रवाह की दिशा, दूरियाँ तथा विद्युत प्रवाह की मात्रा के लिए संवेदनशील होना चाहिए। भिन्नता आधारित विद्युत विनिमयों को प्रोत्साहित किया जाना चाहिए। प्रयोगकर्ताओं के लिए संचारण टैरिफ इस प्रकार के विकास के लिए प्रेरक होना चाहिए।
- (25) चूँकि देश में विद्युत क्षेत्र तथा संचारण प्रणाली भी विकास की उच्च वृद्धि दर के चरण में है, अतः संचारण टैरिफ को इस क्षेत्र में निवेश को प्रोत्साहित करना चाहिए तथा आवश्यक संचारण नेटवर्क के विकास को भी सुसाध्य बनाना चाहिए।
- (26) संचारण क्षेत्र मूलतः एक उच्च तकनीकी क्षेत्र होगा जिसके लिए उच्च तकनीकी कुशलता की आवश्यकता होगी। देश की सर्वोत्तम प्रतिभा को प्रौद्योगिकी संस्थानों में संचारण अभियांत्रिकी पाठ्यक्रमों की ओर आकर्षित करने के लिए प्रयत्न करने चाहिए तथा इसके पश्चात् इन संचारण अभियांत्रिकों को देश के विद्युत क्षेत्र की ओर आकर्षित करना चाहिए। देश में संचारण क्षेत्र जैसे बड़े उद्यम के प्रबंधन के लिए उच्च स्तरीय प्रबंधन प्रतिभा की आवश्यकता होगी।
- (27) देश के संचारण कार्यक्रम को पर्याप्त अनुसंधान तथा विकास प्रयत्नों से संबलित करना चाहिए। संचारण क्षेत्र में स्थिरता बढ़ोतरी, इंजीनियरी तथा आगामी उच्चतर वोल्टेज के लिए अभिकल्प तथा इंजीनियरी तथा संचारण लाइनों के लिए राइट-ऑफ-वे में कमी जैसे कुछ महत्वपूर्ण मामले हैं। फैक्ट्स (FACTS) तथा पी.एस.एस. ट्यूनिंग पर इस संदर्भ में विचार करना चाहिए। अतिरिक्त उच्च वोल्टेज के ट्रांसफार्मरों की विफलता भी एक चिंता का विषय है। देश में विद्युत ट्रांसफार्मर तथा कन्वर्टर ट्रांसफार्मर बड़ी संख्या में विफल हुए हैं तथा उचित अनुसंधान तथा विकास इन-पुट द्वारा, इसमें सुधार की आवश्यकता है।

## 2.3 विकास प्रक्रिया

- 2.3.1 अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली का विकास केन्द्रीय क्षेत्र के तहत किया जा रहा है। एक विशेष समयावधि में संचारण प्रणाली की आयोजना में के.वि.प्रा. द्वारा निर्मित लघु अवधि तथा संदर्श योजनाओं को ध्यान में रखा जाता है तथा उत्पादन परियोजनाओं को कार्यान्वयन के लिए हाथ में लिया जाता है ताकि इस अवधि के दौरान लाभ प्राप्त हो सकें। एक विशेष समयावधि में संचारण प्रणाली आवश्यकता में उत्पादन परियोजनाओं से विद्युत निष्क्रमण प्रणाली तथा भार-वृद्धि को पूरा करने के लिए नेटवर्क का प्रणाली सुदृढीकरण शामिल है। अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली को मौसमी तथा दिन की समय भिन्नता पर विचार करते हुए विभिन्न प्रेषण परिदृश्यों के आधार पर विकसित किया जा रहा है।

- 2.3.2** अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली का विकास राष्ट्रीय स्तर पर संपूर्ण इष्टतमीकरण को ध्यान में रखते हुए किया गया है। इस प्रक्रिया में संचारण में कुल निवेश अंतःराज्यीय तथा अंतर्राज्यीय सहित इष्टतमीकृत है। के.वि.प्रा. द्वारा विकसित संदर्श योजना के आधार पर तथा आगामी दो-तीन वर्षों में किस प्रकार के उत्पादनों के उपलब्ध होने की संभावना है तथा विशेष क्षेत्रों में भार वृद्धि को ध्यान में रखते हुए सी.टी.यू. को तिसरी भार उत्पादन परिदृश्यों के लिए आवश्यक अध्ययनों के आधार पर अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली आवश्यकता को प्राथमिकता देनी होगी तथा सुदृढ़ करना होगा।
- 2.3.3** अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली में अंतर क्षेत्रीय तथा अंतः क्षेत्रीय प्रणाली शामिल है तथा यह क्षेत्रीय एवं अंतः क्षेत्रीय लाभों के लिए उत्पादन केन्द्रों से विद्युत के राज्य ग्रिड के विद्युत निष्क्रमण, संचारण और वितरण का प्रबंध करती है और यूटिलिटियों अथवा उत्पादन कंपनियों और यूटिलिटियों के बीच व्यापार के कारण विद्युत के आदान-प्रदान के लिए अंतर क्षेत्रीय और अंतः क्षेत्रीय हस्तांतरण क्षमता के लिए संचारण प्रणाली की आवश्यकता का भी प्रबंध करती है।
- 2.3.4** संचारण प्रणाली की आवश्यकता विद्युत प्रणाली अध्ययनों के आधार पर विकसित की गई है तथा संचारण प्रणाली आयोजना के लिए क्षेत्रीय स्थायी समितियों के माध्यम से सुदृढ़ की गई है। के.वि.प्रा. द्वारा गठित इन क्षेत्रीय समितियों में के.वि.प्रा. का, क्षेत्र के घटक राज्यों के संचारण यूटिलिटीज, पावर ग्रिड, केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादक कंपनियों के प्रतिनिधियों, क्षेत्रीय बोर्ड तथा पी.टी.सी. का प्रतिनिधित्व है। उत्पादन निष्क्रमण अथवा प्रणाली सुधार के लिए विकसित अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली आयोजना पर स्थायी समितियों में विचार-विमर्श किया गया तथा इसे अंतिम रूप दिया गया।
- विगत में यह देखा गया है कि विशेषतः कुछ अंतर्राज्यीय पारेषण प्रस्तावों के लिए व्यवसायिक कारणों से विभिन्न घटकों के बीच अनुबंध में विलंब हुए हैं जहाँ केन्द्रीय क्षेत्र के उत्पादन के आवंटन के आधार पर बांटे गए पारेषण प्रभार से वृद्धिस्त पारेषण प्रणाली का उपयोग बहुत भिन्न अनुपात में दर्शाया गया है। संचारण प्रभारों के आवंटन की नई पद्धतियाँ विकसित होने की प्रक्रिया में हैं तथा एक उचित मैकेनिज्म को विकसित करने की आवश्यकता है ताकि अंतर्राज्यीय संचारण परियोजना को तीव्र दर पर हाथ में लिया जा सके। इस संबंध में संचारण आयोजना पर स्थायी समितियों पर विशेष उत्तरदायित्व है।
- 2.3.5** क्षेत्रीय स्थायी समितियों द्वारा क्षेत्रीय/अंतः क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के संबंध में संचारण प्रस्तावों को अंतिम रूप देने के पश्चात्, पावर ग्रिड सी.टी.यू. की भूमिका में परियोजना निर्माण तथा कार्यान्वयन की प्रक्रिया में आगे बढ़ता है। अभी तक सभी मामलों में केवल "ताला" संचारण प्रणाली जिसका एक भाग संयुक्त उद्यम कंपनी तथा टाटा पावर के माध्यम से कार्यान्वित किया जा रहा है, को छोड़कर पावर ग्रिड ने संचारण कंपनी की क्षमता के रूप में अंतःराज्यीय संचारण के संबंध में परियोजना कार्यान्वयन किया है। स्थिति में संचारण में प्रतियोगितात्मक बोली के माध्यम से निजी क्षेत्र की प्रतिभागिता की ओर परिवर्तन होना निश्चित है।
- 2.3.6** वर्तमान में, दी हुई विद्युत परियोजना के लिए विद्युत निष्क्रमण स्कीम के कार्यान्वयन की प्रगति का आवधिक पुनर्वलोकन प्रचलित है। तथापि, संभावित प्रचालनात्मक समस्याओं का हल करने के लिए अधिक प्रयास करने की आवश्यकता है, जो उस समय बनी रहेंगी जब विद्युत

परियोजना की पहली यूनिट को ग्रिड से जोड़ा जाता है, अथवा जब लाइनों का उन्नयन कमतर से उच्चतर वोल्टेज में किया जाता है। अतः अनुरूपण अध्ययनों के आधार पर ऐसी स्कीमों के प्रचालन से लगभग एक वर्ष पूर्व शक्यता प्रचालन समस्याओं को अभिज्ञात करने तथा अभिज्ञात समस्याओं के शमन के लिए उचित सुधारक उपायों को विकसित करने की आवश्यकता है। क्षेत्रीय विद्युत समितियों पर इसका विशेष उत्तरदायित्व है। आर.पी.सी. द्वारा सुझाई गई सुधारक स्कीमों पर विद्युत प्रणाली आयोजना पर क्षेत्रीय स्थाई समितियों में विचार-विमर्श किया जा सकता है तथा अंतिम रूप दिया जा सकता है तथा इसे तत्काल आधार पर सी.टी.यू. की भूमिका में पावर ग्रिड द्वारा कार्यान्वयन के लिए हाथ में लिया जा सकता है।

## 2.4 अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली

**2.4.1** अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली को राज्य यूटिलिटीज द्वारा विकसित किया जाना चाहिए। उनकी संचार आयोजना, स्कीम निर्माण तथा अंतर्राज्यीय संचारण विकास को निम्नलिखित संचारण प्रणाली आवश्यकताओं को ध्यान में रखना होगा।

- राज्य क्षेत्र के विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली तथा राज्य के भीतर अंतर्राज्यीय लाभों के लिए निजी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ।
- अंतः राज्यीय संचारण प्रणाली पर सी.टी.यू. द्वारा प्रदत्त विद्युत के विलयन के लिए अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली (अधिकांशतः 220 के.वी. तथा निम्न स्तर पर)।
- राज्य के विभिन्न क्षेत्रों में भार वृद्धि को पूरा करने के लिए अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली।
- राज्य ग्रिड को सुदृढ़ करने के लिए आवश्यक संचारण प्रणाली ताकि राज्य ग्रिड के भीतर बढ़ी हुई संचारण आवश्यकताओं को पूरा किया जा सके तथा उनकी ग्रिड को अधिक विश्वसनीय प्रणाली बनाने के लिए सुधार करना।

**2.4.2** क्षेत्रीय अंतः राज्यीय संचारण प्रणाली में विकास के साथ उचित रूप से समन्वित रूप से अंतर्राज्यीय संचारण प्रणाली को आयोजित तथा विकसित करने की आवश्यकता है। विकास लक्ष्यों को पूरा करने के लिए संदर्श इष्टतमीकरण के उद्देश्य के लिए समन्वित विकास प्रक्रिया के लिए यह उचित होगा। के क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली के लिए विकास योजनाओं का लाभ लेते हुए तथा संबंधित राज्य की विशिष्ट आवश्यकताओं पर ध्यान केन्द्रित करते हुए राज्य संचारण यूटिलिटीज अपनी राज्य विद्युत योजनाएँ बनाएँ।

## 2.5 व्यापारिक विद्युत संयंत्रों के लिए पारेषण प्रणाली

**2.5.1** व्यापारिक विद्युत संयंत्रों (एम पी पी) को पारेषण प्रणाली से संयोजनशीलता की जरूरत होगी तथा उनकी पारेषण जरूरतों को पूरा करने के लिए पारेषण प्रणाली को और सुदृढ़ करने की जरूरत होगी। एम पी पी के ग्राहक समय के साथ बदल सकते हैं। ग्रिड के पूर्वी हिस्सों में स्थित एम पी पी के लिए उत्तरी, पश्चिमी और दक्षिणी क्षेत्रों को, जिनसे एम पी पी से बिजली खरीदने की अपेक्षा की जाती है, उन्हें अपनी पारेषण प्रणाली में रिडंडेंसी उपलब्ध करानी होगी। मुक्त पहुंच मांगने के दौरान एम पी पी को उस क्षेत्र को बताने की जरूरत होगी जिसमें उनके द्वारा बिजली बेचने की संभावना है। यदि वह एक से अधिक क्षेत्र में बिजली बेचना चाहता है तो वह इंगित क्षेत्र में अपने उत्पादन का बेचे जाने वाला प्रस्तावित हिस्सा इंगित कर सकता है।

उत्पादन क्षमता वृद्धि के कुल कार्यक्रम, जिसमें एम पी पी क्षमता भी शामिल होगी, के आधार पर नियोजित पारेषण प्रणाली में अतिरिक्त रूप से नियोजित पारेषण क्षमता की गुंजाइश होगी।

2.5.2 एम पी पी के लिए वांछित पारेषण प्रणाली में मूलतः दो घटक होंगे- (1) इंजेक्शन साइड पर पारेषण प्रणाली, उत्पादन संयंत्र से ग्रिड में अंतर संयोजन/संयोजनों के बिन्दुओं तक जिसके साथ दूसरे या तीसरे हॉप संयोजित उपकेन्द्रों तक अतिरिक्त पारेषण प्रणाली, जिसकी जरूरत एकीकृत पारेषण नेटवर्क को ओवरलोड किए बिना इंजेक्टेड बिजली को अवशोषित करने के लिए होगी, तथा (2) इंजेक्शन बिन्दु से एम पी पी के ग्राहकों के लिए आगे की पारेषण प्रणाली। संयोजनशीलता नेटवर्क तथा आगे के पारेषण हेतु गठजोड़ करने हेतु एम पी पी संयोजनशीलता/मुक्त पहुंच के लिए सी टी यू को आवेदन करेंगे तथा नियोजन की प्रक्रिया एवं विकास का समन्वय सी टी यू और राज्य विद्युत संगठनों के परामर्श से सी ई ए द्वारा किया जाएगा।

2.5.3 इंजेक्शन साइड पर पारेषण प्रणाली के लिए पारेषण प्रभारों का भुगतान एम पी पी द्वारा किया जाएगा। यदि ऐसी प्रणाली एक से अधिक उत्पादन के लिए उभयनिष्ठ है तो पारेषण प्रभारों में एम पी पी का हिस्सा कुल उत्पादन क्षमता के अनुपात में होगा। एम पी पी द्वारा पारेषण प्रदाता/प्रदाताओं को किया गया पारेषण प्रभारों का यह भुगतान, उनके द्वारा उत्पादित और बेची गयी बिजली की लागत का हिस्सा होगी। आगे के पारेषण के लिए, क्षेत्रीय और अन्तर-क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली को समुचित ढंग से सुदृढ़ करके आवश्यक गुंजाइश उपलब्ध कराना होगा। इसके पारेषण प्रभारों को क्षेत्रीय लाभार्थी अर्थात् उपभोक्ता क्षेत्रों के राज्य शेयर करेंगे। एम पी पी की बिजली को आगे पारेषित करने के लिए क्षेत्रीय और /या अन्तर-क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली का उपयोग करने के लिए, एम पी पी या उसके रोजमर्रा के ग्राहक अल्प अविध की खुली पहुंच मांगेंगे तथा इसके लिए एवं अल्पावधिक खुली पहुंच की हानि के लिए प्रभारों का भुगतान करेंगे। इस प्रक्रिया में, उपलब्ध पारेषण क्षमता मांगने के लिए एम पी पी के अंतरण अन्य अल्पावधिक अंतरणों से प्रतिस्पर्धा कर रहे होंगे तथा कंजेशन की स्थिति में इसे अपने प्रेषण के साथ-साथ अल्पावधिक खुली पहुंच के प्रेषणों में आनुपातिक कटौती का सामना करना होगा। यदि एम पी पी पारेषण कंजेशन के कारण प्रेषण की कटौती के खतरे को कम करना चाहते हैं तो ऐसी स्थिति में उन्हें आगे की पारेषण प्रणाली के लिए भी दीर्घावधिक खुली पहुंच मांगने का विकल्प होगा और उस मामले में, एम पी पी क्षेत्रीय/अन्तर-क्षेत्रीय पारेषण प्रभारों को भी शेयर करेंगे। इस प्रकार, एम पी पी को आगे की पारेषण प्रणाली के लिए अल्पावधिक या दीर्घावधिक खुली पहुंच मांगने का विकल्प होगा।

\*\*\*\*\*

## अध्याय-3

## संचारण आयोजना दर्शन

## 3.1 प्रस्तावना

3.1.1 अनेक वर्षों से संचारण प्रणाली आयोजना कार्य क्षेत्रीय स्वालंबन के आधार पर किए जा रहे थे। इस दर्शन पर आधारित संचारण प्रणाली के विकास के परिणामस्वरूप धीरे-धीरे सुदृढ़ क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों का प्रादुर्भाव हुआ। 70 के मध्य के दशक से 90 के प्रारंभ तक जब क्षेत्रीय ग्रिड विकास के प्रारंभिक चरणों में थे तथा क्षेत्रीय प्रणालियों की वृद्धि योजना तथा राज्य ग्रिड नेटवर्क अत्यंत समनुरूप थे। तकनीकी आर्थिक मूल्यांकन की प्रक्रिया तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण की स्वीकृति ने संचारण प्रणाली विकास के इस उद्देश्य की प्राप्ति में एक प्रमुख भूमिका का निर्वाह किया। तत्पश्चात्, सुदृढ़ क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों के प्रादुर्भाव से तथा अन्तर्राज्यीय प्रणालियों में स्थानीय आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए राज्य ग्रिड प्रणालियों की अधिक केन्द्रित भूमिका से दो घटकों को स्वतंत्र रूप से प्रचालित करने की प्रक्रिया को स्वीकृति मिली है।

3.1.2 शताब्दी परिवर्तन के साथ क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियां आधारभूत राज्य ग्रिड नेटवर्क के बिना महत्वपूर्ण सहायता के अंतःराज्यीय संचारण आवश्यकताएं पूरा करने के लिए काफी सुदृढ़ हैं। अखिल भारत आधार पर उत्पादन संसाधनों के ईष्टतम विकास को संक्षम बनाने के लिए तथा आवश्यक संचारण आवश्यकताओं की सहायता के लिए राष्ट्रीय ग्रिड के निर्माण के लिए वर्ष 1999 में के.वि.प्रा. ने अखिल भारत आधार पर संचारण आयोजना की अवधारणा प्रारंभ की। इसके साथ ही क्षेत्रीय ग्रिडों के लिए संचारण योजना का केन्द्र बिंदु क्षेत्रीय अवधारणा से राष्ट्रीय अवधारणा में परिवर्तित हो गया। इस अवधारणा का प्रादुर्भाव कोयला परिवहन, राष्ट्रीय ग्रिड में अतिरिक्त निवेश से अधिक उत्पादन क्षमता में निवेश (जब अखिल भारत आधार पर आयोजित हो) में बचत तथा क्षेत्रीय मांग में भिन्नता के कारण बचत, संचयों में हिस्सेदारी, जल विद्युत संसाधनों का बेहतर समुपयोजन तथा, प्रचालन लागत में कमी पर विद्युत के संचारण की वरीयता देते हुए लागत मितव्ययिता के मद्देनजर हुआ है।

3.1.3 14100 मे.वा. (200 कि.वो. तथा उससे अधिक) के स्तर की अंतःराज्यीय संचारण क्षमता के साथ राष्ट्रीय ग्रिड अब एक वास्तविकता है। वर्ष 2006 में ताला संचारण प्रणाली के प्रचालन के साथ उ.क्षे.को तुल्कालिक रूप से उ.पू.क्षे.-पू.क्षे.-प.क्षे. से अंतः संयोजित किया गया जिससे उ.पू.क्षे.-पू.क्षे.-प.क्षे.उ.क्षे. ग्रिड तुल्यकालिक रूप से प्रचालित हो गया है। दक्षिणी क्षेत्र को गाजुवाका (1000 मे.वा.) तलचेर-कोलार (2000 मे.वा.) तथा चंद्रपुर (1000 मे.वा.) पर एचवीडीसी अंतःसंयोजनों के साथ पूर्वी तथा पश्चिमी ग्रिडों के साथ संयोजित किया गया है। इस प्रकार, विद्यमान तथा योजनाबद्ध/विभिन्न क्षेत्रों को संयोजित करते हुए कार्यान्वयनाधीन उच्च क्षमता ए.सी. तथा एचवीडीसी संचारण संयोजनों के साथ संचारण प्रणाली विकास राष्ट्रीय ग्रिड के मार्ग पर प्रगति पर है। हमारा उद्देश्य अखिल भारत आधार पर पूर्वी क्षेत्र/उ.पू.क्षे. के संसाधनों के दोहन, क्रॉस-रीजनल संचारण प्रणाली के चरणबद्ध विकास तथा राइट ऑफ वे (RoW) के लिए दीर्घावधि संदर्श द्वारा राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली को सुदृढ़ तथा सुरक्षित बनाना है।



### 3.2 संचारण विकास की प्रक्रिया

विकास योजना के इष्टतम विकास के लिए राष्ट्रीय ग्रिड तथा क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों की केन्द्रित आयोजना आवश्यक है। इसके साथ राज्य की संचारण प्रणाली की आयोजना के समन्वय की आवश्यकता के लिए मुख्यतः क्षेत्रीय ग्रिड विद्युत आपूर्ति अथवा विद्युत आपूर्ति बिन्दुओं पर ध्यान देने की आवश्यकता है। इसके साथ, इसे प्राप्त करने की प्रक्रिया केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा समन्वित की जा रही है। इस प्रक्रिया में शामिल चरण निम्नवत् हैं :

- केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रकाशित दीर्घावधि संदर्श योजना के आधार पर प्राथमिक प्रस्ताव
- प्रस्ताव के विस्तृत अन्वेषण के लिए मध्य-दीर्घ अवधि का चयन ताकि प्रणाली को विकसित किया जा सके तथा अभिज्ञात समय-सूची के अनुसार कार्यान्वयन के लिए उचित स्कीमों का निर्माण किया जा सके।
- सार अध्ययनों द्वारा संबलित स्कीमों पर प्रारूप प्रस्ताव के निर्माण के रूप में केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी द्वारा अध्ययन विकल्प।
- सार अध्ययनों के आधार पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रस्ताव का विश्लेषण तथा आगामी विद्युत प्रणाली अध्ययन तथा स्कीम से सीधे लाभान्वित होने वाली क्षेत्र अर्थात् वह क्षेत्र जिसके लाभार्थियों को संचारण प्रभारों का भुगतान करना है, की संचारण योजना पर स्थाई समिति में विचार-विमर्श के लिए एजेंडा नोट को तैयार करना।
- संचारण योजना पर क्षेत्रीय स्थाई समिति में विचार-विमर्श ताकि कार्यान्वयन के लिए हाथ में ली जाने वाली स्कीम के संबंध में निर्णय लिया जा सके।
- संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समितियों द्वारा स्वीकृति।

### 3.3 संचारण योजना आवश्यकताएं

- 3.3.1** संचारण आयोजना तथा विकास का उद्देश्य एक स्वीकार्य प्रणाली निष्पादन को प्राप्त करना तथा तकनीकी आर्थिक दृष्टिकोण से विकल्पों की तुलना को सुसाध्य बनाना होना चाहिए। आवश्यकताएं तथा प्राप्त किए जाने वाले आयोजना विशेषताओं के प्रमुख लक्ष्य निम्नवत् हैं :

#### आवश्यकताएं

- ⇒ विद्यमान प्रणाली पर आंकड़े
- ⇒ भार पूर्वानुमान
- ⇒ उत्पादन विस्तार योजना
- ⇒ मौसमी भार-उत्पादन परिदृश्य
- ⇒ नेटवर्क विस्तार विकल्प

#### विशेषताएं

- ◇ पर्याप्तता, सुरक्षा तथा विश्वसनीयता के लक्ष्यों को प्राप्त करना
- ◇ सरल चरणों में विकास
- ◇ निम्न लागत तथा निम्न पर्यावरणीय प्रभाव
- ◇ राइट-ऑफ वे इष्टतमीकरण/संरक्षण
- ◇ प्रचालन तथा अनुसूक्षण की सरलता
- ◇ संचारण हाशिए तथा अंतर-राज्यीय क्षमता अभिवृद्धि की संभावना
- ◇ कमजोर क्षेत्रों को अभिज्ञात करना तथा आवश्यक सुदृढीकरण

**3.3.2** आयोजना चरण में, उत्पादन परियोजनाओं के लिए संचारण आवश्यकताएं तथा प्रणाली सुदृढीकरण आवश्यकताएं विभिन्न आधुनिक तकनीकी विकल्पों को ध्यान में रखते हुए तकनीकी-आर्थिक अध्ययनों सहित विस्तृत प्रणाली अध्ययनों के आधार पर विचारित हैं। विचार किए जाने वाले अध्ययन/विश्लेषण तथा विकल्प समस्यानुसार हैं अर्थात् एक विशेष कार्य के लिए केवल विश्लेषणों/अध्ययनों के लिए केवल एक सब-सैट आवश्यक होगा तथा विकल्पों की एक सीमित संख्या सुसंगत होगी। प्रमुख प्रणाली अध्ययन तथा प्रौद्योगिकी विकल्पों के प्रकार जिन पर कार्य के लिए विचार किया जाता है, निम्नवत् है:

#### अध्ययनों के प्रकार

- ⇒ विद्युत प्रवाह अध्ययन
- ⇒ आकस्मिक अध्ययन
- ⇒ शार्ट सर्किट अध्ययन/दोष विश्लेषण
- ⇒ पारगमन तथा दीर्घावधि स्थिरता तथा वोल्टेज स्थिरता अध्ययन
- ⇒ इलैक्ट्रो मैग्नेटिक पारगमन कार्यक्रम अध्ययन
- ⇒ तकनीकी-आर्थिक विश्लेषण
- ⇒ निवेश आवश्यकताएं

#### तकनीकी विकल्प

- ⇒ 400 के.वी. ए.सी., 765 के.वी. ए.सी, 1000 के.वी. ए.सी.
- ⇒ एचवीडीसी/यूएचवीडीसी (+500 के.वी.+600 के.वी.+800 के.वी.)
- ⇒ हाईब्रिड मॉडल
- ⇒ बहु-सर्किट सहित उच्च क्षमता वाली लाइनें, उच्च कंडक्टर तापमान विकल्प

- ⇨ सिरीज क्षतिपूर्ति, डायनमिक प्रतिक्रिया विद्युत क्षतिपूर्ति, टी.सी.एस.सी, वी.सी.  
स्टेटकॉम/फैक्ट्स

### 3.4 संचारण आयोजना मानदंड की प्रमुख विशेषताएं

संचारण आयोजना की प्रमुख विशेषताएं निम्नवत् है:

- (1) संचारण प्रणाली को समेकित रूप में आयोजित किया जाना चाहिए
- (2) इष्टतमीकरण में अंतर-राज्यीय तथा अंत-राज्यीय संचारण प्रणाली सहित कुल नेटवर्क शामिल होना चाहिए.
- (3) राष्ट्रीय ग्रिड को क्षेत्रीय सीमाओं में विद्युत के स्वतंत्र प्रवाह को सुसाध्य बनाना चाहिए.
- (4) राष्ट्रीय अवधारणा में, एन-2 मानदंड को प्रत्येक मामले के आधार पर वृहद उत्पादन काम्प्लैक्स (3000 मे.वा. अथवा अधिक) से संचारण प्रणाली की पर्याप्तता के परीक्षण तथा मल्टीलाइन कॉरीडोर (3डी/सी लाइन अथवा अधिक) के लिए अपनाएं जा सकते हैं। जबकि, क्षेत्रीय आयोजना को एन-1 मानदंड के साथ जारी रखा जा सकता है। हालांकि, जब एन-1 को संचारण पर्याप्तता परीक्षण के लिए लागू करते हुए स्थिर प्रचालन के दौरान भारत कटौती अथवा उत्पादन के पुनः कार्यक्रम निर्धारण की आवश्यकता नहीं होगी जबकि एन-2 को परीक्षण के लिए लागू करते हुए स्थिर प्रचालन के दौरान भार कटौती की आवश्यकता नहीं होगी परंतु उत्पादन का पुनः कार्यक्रम निर्धारण हो सकता है।
- (5) अध्ययनों में अंतःक्षेत्रीय विनिमय तथा संयंत्र मिश्र विचारों के कारण अंतः संयोजन क्षमता निर्धारित काम बंदियों के कारण उत्पादन कमियां, मौसम प्रवृत्तियों में भिन्नता तथा क्षेत्रों में भार-पूर्वानुमान कमियों पर भी अध्ययनों में विचार किया जाएगा।
- (6) राष्ट्रीय ग्रिड के विकास में अधिशेष क्षेत्र में अधिशेष तथा घाटे के क्षेत्र में घाटे को अधिकतम करते हुए विभिन्न क्षेत्रों के लिए अधिशेष तथा घाटे के परिदृश्यों के सम्मिश्रणों के साथ अंतःक्षेत्रीय विनिमय पर विचार किया जाएगा।
- (7) संचारण प्रणाली पर अधिकतम भार के परिदृश्य के परीक्षण करने के लिए संचारण प्रणाली की पर्याप्तता को निम्नलिखित में से किसी एक अथवा अधिक के अनुरूप विभिन्न भार उत्पादन परिदृश्यों के लिए परीक्षित किया जाना चाहिए
  - ग्रीष्म शीर्ष भार;
  - ग्रीष्म गैर-शीर्ष भार;
  - शीत शीर्ष भार;

- शीत गैर-शीर्ष भार;
- मानूसन शीर्ष भार;
- मानसून गैर-शीर्ष भार;

(8) अंतःराज्यीय निर्यात/आयात में क्षेत्रीय भिन्नता की आवश्यकता का ध्यान रखने के लिए संचारण प्रणाली की पर्याप्तता के निर्धारण के लिए विशिष्ट अंतःराज्यीय कॉरीडोर में हस्तांतरण को अधिकतम करने के लिए प्रेषण परिदृश्यों पर विचार करना चाहिए ।

(9) संचारण प्रणाली पर बढ़ते हुए बोझ की संभावना के अध्ययन के लिए उत्पादन प्रेषण अथवा भार मांग के संबंध में संवेदनशीलता अध्ययन करने चाहिए ।

(10) आकार तथा अंतःसंयोजित ट्रांसफार्मर (आईसीटी) को इस प्रकार आयोजित किया जाना चाहिए कि किसी एक यूनिट की कामबंदी से शेष आईसीटी अथवा आधारभूत प्रणाली पर अधिक भार न पड़े ।

(11) सामान्य नियमानुसार आईएसटीएस को भार वहन करने के लिए सक्षम होना चाहिए तथा निम्नलिखित आकस्मिक कामबंदियों के विरुद्ध सुरक्षित होना चाहिए :

(क) स्थिर प्रचालन के दौरान उत्पादन का पुनःकार्यक्रम निर्धारण अथवा भार कटौती की आवश्यकता के बिना वहनीयता-

- 132 के.वी. डी/सी लाइन की कामबंदी अथवा ,
- 220 के.वी. डी/सी लाइन की कामबंदी अथवा,
- 440 के.वी. एस/सी लाइन की कामबंदी अथवा
- सिरीज क्षतिपूर्ति के साथ 400 के.वी एस/सी लाइन की कामबंदी अथवा
- एकल अंतःसंयोजित ट्रांसफार्मर की कामबंदी अथवा
- एचवीडीसी बाईपोल लाइन के एक पोल की कामबंदी अथवा
- बिनी सिरीज क्षतिपूर्ति के 765 के.वी. एस/सी लाइन की कामबंदी ।

(ख) भार कटौती की आवश्यकता के बिना परंतु स्थिर प्रचालन के दौरान उत्पादन के पुनः कार्यक्रम निर्धारण के साथ वहनीयता

- टीसीएससी के साथ 400 के.वी. एससी लाइन के साथ कामबंदी अथवा,
- 400 के.वी. डीसी लाइन की कामबंदी अथवा
- एचवीडीसी बाईपोल लाइन के दोनों पोलों की कामबंदी अथवा

## सिरीज क्षतिपूर्ति के साथ 765 के.वी. एससी लाइन की कामबंदी

- (12) किसी अन्य 220 के.वी. डी.सी. लाइन अथवा किसी अन्य कॉरीडोर में 400 के.वी. एससी लाइन के आकस्मिकता पूर्व प्रणाली निःशेषण (योजनाबद्ध कामबंदी) को, परंतु जो उसी समान उप-केन्द्र से उत्पन्न न हो, मानते हुए उपर्युक्त आकस्मिकताओं पर विचार किया जाएगा। सभी उत्पादक यूनिटें उनके प्रतिक्रिय क्षमता वक्रों में तथा नेटवर्क वोल्टेज प्रोफाइल प्रचालित हो सकते हैं तथा नेटवर्क वोल्टेज प्रोफाइल को भी निर्धारित वोल्टेज सीमाओं के भीतर अनुरक्षित किया जाएगा। न्यूक्लियर विद्युत केन्द्र के लिए निष्क्रमण प्रणाली के लिए विश्वसनीयता की आवश्यकता के लिए आयोजना मानदंड को एक सर्किट की कामबंदी उसी केन्द्र से अन्य सर्किट का आकस्मिकता पूर्व निःशेषण मानते हुए अपनाया जाएगा।
- (13) 132 के.वी. अथवा अधिक के ईएचवी उप-केन्द्रों की योजना कम से कम दो ट्रांसफार्मरों के साथ बनाई जानी चाहिए ताकि एक ट्रांसफार्मर के विफल होने पर क्षेत्र विशेष की विद्युत आपूर्ति प्रभावित न हो।
- (14) 2000 मे.वा अथवा अधिक की विद्युत मांग वाले शहरों को विश्वसनीय अथवा गुणवत्ता वाली विद्युत की आपूर्ति के लिए एन-2 मानदंड अपनाना चाहिए।
- (15) संबंधित क्षेत्रों के मध्य एक एस/सी अंतः क्षेत्रीय की काम कामबंदी सहित आयातित क्षेत्र में वृहद मशीन की कामबंदी को पूरा करने के लिए अंतःक्षेत्रीय संचारण क्षमता पर्याप्त होनी चाहिए।

\*\*\*\*\*

## अध्याय-4

## राष्ट्रीय ग्रिड का विकास

## 4.0 प्रारंभिक परिदृश्य

स्वतंत्रता प्राप्ति के समय देश में विद्युत प्रणालियाँ मुख्यतः शहरी तथा औद्योगिक क्षेत्रों में तथा उसके आसपास विकसित विलग प्रणालियाँ थीं। देश की प्रतिष्ठापित क्षमता लगभग 1300 मे.वा. थी तथा विद्युत प्रणाली में लघु उत्पादन केन्द्र शामिल थे जो भार केन्द्रों को विद्युत प्रदान करते थे। विद्युत ऊर्जा की प्रति व्यक्ति खपत केवल लगभग 15 कि.वा. प्रति घंटा प्रति वर्ष थी। देश की प्रतिष्ठापित क्षमता का लगभग 60% भाग निजी क्षेत्र में था तथा उच्चतम संचारण वोल्टता लगभग 132 के.वी. थी। यह देश की आवश्यकताओं तथा मूलभूत उद्देश्यों को पूरा करने के लिए आवश्यक विद्युत प्रणाली से बहुत दूर था। एक संपूर्ण परिवर्तन विद्युत क्षेत्र की आयोजना तथा विकास की प्रक्रिया में आवश्यक था।

## 4.1 प्रारंभिक विकास

विद्युत क्षेत्र के विकास के लिए ढांचा 1948 के विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम के द्वारा निर्धारित किया गया है जिसमें संबंधित राज्यों में बिजली के उत्पादन, संचारण, वितरण और उपयोग का विकास करने के लिए पूरी शक्तियों से सुसज्जित राज्य विद्युत बोर्डों के गठन का प्रावधान है और केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण राष्ट्रीय विद्युत संसाधनों के नियंत्रण तथा उपयोग के संबंध में आयोजना एजेंसियों के कार्यकलापों के विद्युत विकास और समन्वय के लिए योजना तैयार करने के लिए उत्तरदायी है। इस प्रकार अर्ध शहरी तथा ग्रामीण क्षेत्रों में विद्युत के लाभों के विस्तार के लिए उत्पादन क्षमता में अभिवृद्धि तथा संचारण एवं वितरण प्रणाली के विकास की प्रक्रिया आरंभ हुई। 1956 का औद्योगिक नीति संकल्प उत्पादन, संचारण तथा विद्युत के विकास को संपूर्ण रूप से निजी क्षेत्र में विचार करता है तथा देश का विद्युत आपूर्ति उद्योग राज्य क्षेत्र में तीव्रता से बढ़ा। शहरी तथा औद्योगिक क्षेत्रों के आसपास की प्रणालियों का पूर्णतः राज्य ग्रिड प्रणालियों के रूप में उद्भव हुआ। बहुदेशीय परियोजनाओं सहित अनेक परियोजनाएं जैसे कि भाखड़ा तथा हीराकुंड चालू की गईं। लगभग 10 वर्ष की समयावधि में उनके आगामी एकीकरण के लिए स्थिति बनाई गई।

## 4.2 क्षेत्रीय ग्रिडों का विकास

4.2.1 देश में उत्पादन संसाधनों का वितरण काफी असमान है। जल संसाधन मुख्यतः हिमालय की निचली पहाड़ियों तथा उ.पू. क्षेत्र के तथा कोयले के भंडार बिहार-झारखंड-पश्चिम बंगाल क्षेत्र में मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र तथा आंध्र प्रदेश के भागों में तथा लिग्नाइट तमिलनाडु तथा गुजरात में स्थित हैं। उत्पादन संसाधनों के असमान वितरण को दूर करने के लिए तीसरी पंचवर्षीय योजना के दौरान विद्युत क्षेत्र में क्षेत्रीय आयोजना की अवधारणा का प्रारंभ हुआ। तदनुसार, विद्युत के योजनाबद्ध विकास के उद्देश्य से देश को पाँच विद्युत क्षेत्रों जैसे कि उत्तरी, पश्चिमी, दक्षिणी, पूर्वी तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में विभाजित किया गया।

4.2.2 1964 में देश के प्रत्येक क्षेत्र में क्षेत्रीय विद्युत बोर्डों की स्थापना क्षेत्र में राज्य प्रणालियों के सुकर प्रचालन को सुसाध्य बनाने तथा राज्यों के मध्य विद्युत के विनिमय को प्रोत्साहित करने के लिए की गई। ऐसी विद्युत के विनिमय के लिए ढांचा निर्मित करने के लिए राज्यों को प्रोत्साहित करने के लिए अंतः राज्यीय लाइनों को केन्द्र द्वारा प्रायोजित माना गया तथा राज्यों को राज्य योजना के बाहर ब्याज मुक्त ऋण दिया गया। कार्यक्रम के तहत 55 अंतर्राज्यीय लाइनों को निर्मित किया गया जिसमें से 13 लाइने विभिन्न क्षेत्रों में स्थित राज्यों से संयोजित थी तथा इससे अंतः क्षेत्रीय संयोजनों का प्रारंभिक सेट निर्मित हुआ। इन लाइनों से विभिन्न क्षेत्रों के मध्य विद्युत विनिमय सुसाध्य बना।

#### 4.3 20वीं शताब्दी की अंतिम तिमाही के दौरान विकास

4.3.1 20वीं शताब्दी की अंतिम तिमाही के अंत तक उत्पादन और संचारण प्रणाली विकास अनिवार्य रूप से राज्य विद्युत बोर्डों/राज्यों और संघ शासित क्षेत्रों में विद्युत विभागों द्वारा किया गया था। तब तक, केन्द्र ने योजना आयोग, उस समय का सिंचाई और विद्युत मंत्रालय तथा केन्द्रीय जल तथा विद्युत आयोग के विद्युत स्कंध के माध्यम से योजनाबद्ध तरीके से विकास को बढ़ाने में एक प्रमुख भूमिका निभाई, परन्तु विद्युत उत्पादन एवं संचारण में केन्द्र सरकार का सीधी संलग्नता दामोदर वैली कारपोरेशन जो दामोदर नदी घाटी के समेकित विकास के लिए 1948 में स्थापित हुआ था, तक सीमित थी।

4.3.2 1974 के प्रारंभ से, प्रमुख केन्द्रीय प्रारंभिक कदम उठए गए। वर्ष 1974 में एक स्वतंत्र विद्युत मंत्रालय (उस समय इसका नाम ऊर्जा मंत्रालय रखा गया) का निर्माण किया गया। वर्ष 1975 में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को एक संपूर्ण संगठन बनाया गया। उसी वर्ष में उत्पादन क्षमता में वृद्धि करने, राज्यों के प्रयासों को पूरा करने के लिए केन्द्रीय क्षेत्र की उत्पादन यूटिलिटीयों अर्थात् नेशनल हाइड्रो-इलेक्ट्रिक पावर कारपोरेशन (एन.एच.पी.सी.) और नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन (एन.टी.पी.सी.) का सृजन करने के लिए विद्युत (आपूर्ति) अधिनियम में संशोधन किया गया था। इस कारपोरेशन ने बृहद उत्पादन केन्द्रों की स्थापना की जिनके लाभ एक क्षेत्र के राज्यों द्वारा बांटे गए। इन निगमों ने संबद्ध संचारण लाइनों, विद्युत निष्क्रमण के लिए तथा राज्यों के सीमाओं से परे होकर लाभार्थी राज्यों को विद्युत के प्रेषण का विकास हाथ में लिया। इसने क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों के निर्माण के लिए एक प्रेरणा प्रदान की तथा वर्ष 1980 के अंत तक एक सुदृढ़ क्षेत्रीय नेटवर्क का निर्माण हुआ।

4.3.3 केन्द्रीय सरकार द्वारा किए गए दूसरे चरण के प्रयासों में उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में विद्युत प्रणाली के समन्वित विकास के लिए नार्थ इस्टर्न इलेक्ट्रिक पावर डेवलपमेंट कारपोरेशन (नीपको) और केन्द्र तथा राज्यों की विद्युत विकास एजेंसियों के लिए निधियों का प्रबंध करने और वाणिज्यिक ऋण उपलब्ध कराने के लिए विद्युत वित्त निगम (पी.एफ.सी.) का सृजन शामिल है। परमाणु ऊर्जा विभाग और न्यूक्लियर पावर कारपोरेशन (एन.पी.सी.) भी विद्युत उत्पादन कार्यक्रम में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभा रहा है। महाराष्ट्र में तारापुर एटॉमिक विद्युत केन्द्र से आरंभ होकर जो 1969 में प्रचालित हुआ अनेक एटॉमिक विद्युत केन्द्र जैसे कि राजस्थान में राणा प्रताप ए.पी.पी., तमिलनाडु में एम.ए.पी.पी., उत्तर प्रदेश में नरौरा ए.पी.पी. तथा कर्नाटक में केगा ए.पी.पी., लगभग पिछले 30 वर्षों में सूची में शामिल किए जा चुके हैं। वर्ष 1991 में विद्युत का उत्पादन निजी क्षेत्र की प्रतिभागिता के लिए खोल दिया गया। तब से यद्यपि निजी

क्षेत्र उत्पादन में प्रगति अपेक्षा के अनुरूप अच्छी नहीं थी फिर भी अनेक परियोजनाएँ बनीं तथा उनमें से कुछ निर्माणाधीन हैं।

#### 4.4 अंतर्राज्यीय प्रणालियों का प्रादुर्भाव

4.4.1 के.वि.प्रा. द्वारा बनाई गई संदर्श आयोजना पर आधारित केन्द्रीय उत्पादन केन्द्रों से संबंधित संचारण प्रणाली और अंतः क्षेत्रीय संचारण कार्यक्रम के कार्यान्वयन को बल प्रदान करने के लिए 1989 में केन्द्रीय उत्पादन कंपनियों के संचारण स्कंधों को पावर ग्रिड कारपोरेशन ऑफ इंडिया (पावर ग्रिड) का गठन करने के लिए अलग कर दिया गया था। तब से देश में उत्पादन तथा संचारण प्रणालियाँ स्वावलंबन के आधार पर आयोजित तथा विकसित की गई तथा राज्य यूटिलिटीज के अंतर्राज्यीय ढाँचे के निर्माण के लिए केन्द्रीय स्पॉन्सर कार्यक्रम के तहत विकसित अंतर्राज्यीय संयोजनों का प्रारंभिक सेट विभिन्न क्षेत्रों के मध्य प्रचालनात्मक अधिशेषों के विनिमय को सुसाध्य बनाने के लिए सीमित रूप से उपयोग किए गए क्योंकि क्षेत्रीय ग्रिडें स्वतंत्र रूप से प्रचालित हुई तथा उनके पास भिन्न-भिन्न प्रचालनात्मक प्रीक्वेसी थी तथा इन अंतर्राज्यीय संयोजनों पर विद्युत विनिमय केवल रिडियल मोड में किए जा सकते थे।

4.4.2 विभिन्न क्षेत्रीय ग्रिडों की प्रचालनात्मक प्रणाली पर विचार करते हुए यह निर्णय लिया गया कि प्रारंभिक रूप से विद्युत के बृहद नियमित मात्रा में विनिमय के लिए सक्षम बनाने के लिए क्षेत्रीय ग्रिडों के मध्य अतुल्यकालिक संयोजन स्थापित किए जाएं। तदनुसार, एक 500 मे.वा. का अतुल्यकालिक एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक संयोजन उत्तरी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र में विंध्याचल पर स्थापित किया गया। तत्पश्चात्, ऐसे ही संयोजन पश्चिमी क्षेत्र तथा दक्षिणी क्षेत्र (भद्रावती पर 1000 मे.वा. क्षमता) तथा पूर्वी क्षेत्र तथा दक्षिणी क्षेत्र के मध्य (गाजुवाका 500 मे.वा. क्षमता जिसे बाद में 1000 मे.वा. तक बढ़ाया गया) तथा पूर्वी क्षेत्र तथा उत्तरी क्षेत्र सासाराम पर 500 मे.वा. क्षमता) के मध्य स्थापित किए गए।

4.4.3 220 के.वी. डी./सी. संचारण लाईन द्वारा तथा हाल ही में 400 के.वी. डी./सी. संचारण लाईन संयोजित होने के कारण पूर्वी क्षेत्र तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्र 1992 से समानांतर प्रचालित हैं। पश्चिमी क्षेत्र 2003 से 400 के.वी., राउरकेला-रायपुर डी./सी. लाईन के माध्यम से तुल्यकालिक रूप से पूर्वी क्षेत्र, उत्तर-पूर्वी क्षेत्र से अंतः संयोजित है और इस प्रकार केन्द्रीय भारत प्रणाली जिसमें पूर्वी क्षेत्र - उ.पू.क्ष., प.क्ष. निहित है तब से प्रचालित है। टी.सी.एस.सी. के प्रतिष्ठापन के साथ राउरकेला-रायपुर 400 के.वी. डी./सी. लाईन की संचारण क्षमता 1400 मे.वा. तक बढ़ गई है। वर्ष 2006 में मुजफ्फरपुर-गोरखपुर 400 के.वी. डी./सी. लाईन के प्रचालन के साथ उ.क्ष.-प.क्ष.-पू.क्ष.-उ.पू.क्ष. प्रणाली सहित एक उच्च भारत प्रणाली का निर्माण करते हुए उत्तरी क्षेत्र इस प्रणाली के साथ भी संयोजित हो गया।

#### 4.5 राष्ट्रीय ग्रिड

4.5.1 एक सुदृढ़ राष्ट्रीय पावर ग्रिड के गठन को वहनीय कीमतों के आधार पर सभी के लिए विद्युत के उद्देश्य को पूरा करने के लिए योजनाबद्ध रूप से विद्युत प्रणाली के विकास को आगे बढ़ाने का एक प्रयास माना गया है। एक सुदृढ़ अखिल भारतीय ग्रिड से देश के असमान रूप से वितरित उत्पादन संसाधनों का अंतर क्षेत्रीय प्रणाली में बढ़ी हुई गुंजाइशें देकर अधिकतम संभाव्यता तक दोहन करना संभव होगा। ये गुंजाइशें संचारण में खुली पहुँच साथ मिलकर



बिजली में बढ़े हुए रियल टाइम व्यापार को सुसाध्य बनाएगी जिसके परिणामस्वरूप वितरण यूटिलिटियों को कम कीमतों पर आपूर्ति होगी और अंततः उपभोक्ताओं को लाभ होगा।

- 4.5.2 राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के प्रारंभ में क्षेत्रीय विद्युत ग्रिडों का निर्माण हुआ तथा वर्तमान में सभी पाँच क्षेत्रों में सुदृढ़ क्षेत्रीय ग्रिड विद्यमान हैं। क्षेत्रीय ग्रिडों का एक अखिल भारत ग्रिड में समेकन की प्रक्रिया प्रारंभ हो चुकी है। पूर्वी, उत्तर-पूर्वी तथा पश्चिमी क्षेत्रों को समेकित किया गया तथा 1240 मे.वा. की तुल्यकालिक अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता पूर्वी क्षेत्र तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के मध्य तथा 1760 मे.वा. पूर्वी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र के मध्य इस समेकित क्षेत्रों के समूह में प्रचालित है। उत्तरी क्षेत्र जो अगस्त, 2006 तक अतुल्यकालिक रेडियल मोड में था तथा पूर्वी क्षेत्र के साथ 620 मे.वा. की अंतः क्षेत्रीय संचारण संयोजिता एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक तथा पश्चिमी क्षेत्र में 1000 मे.वा. था, भी 2000 मे.वा. क्षमता की 400 कि.वा. मुजफ्फरपुर-गोरखपुर लाईन के प्रचालन के साथ पू.क्ष./उ.पू.क्ष./प.क्ष. प्रणाली के साथ तुल्यकालिक रूप से समेकित किया जा चुका है। इस प्रकार सभी क्षेत्रीय ग्रिड, दक्षिणी क्षेत्र को छोड़कर, अब तुल्यकालिक रूप से प्रचालित हो रही है।
- 4.5.3 दक्षिणी क्षेत्र की ओर 1680 मे.वा. के अतुल्यकालिक अंतः संयोजन दक्षिणी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र के मध्य तथा 620 मे.वा. के द.क्ष. तथा पू.क्ष. के मध्य अर्थात् कुल 2300 मे.वा. की अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता 10वीं योजना के प्रारंभ में विद्यमान थी। 2000 मे.वा. की तलचर-कोलार एच.वी.डी.सी. बाई-पोल लाईन तथा दूसरा गजुवाका पर 500 मे.वा. एच.वी.डी.सी. बैक-टू-बैक मॉड्यूल, दोनों द.क्ष. तथा पू.क्ष. में से दक्षिणी क्षेत्र को संयोजित करने वाली कुल अंतः क्षेत्रीय क्षमता बढ़कर 4800 मे.वा. हो गई। अभी तक दक्षिणी क्षेत्र के सभी अंतः क्षेत्रीय संचारण संयोजन या तो अतुल्यकालिक रेडियल मोड लाईनों में अथवा एच.वी.डी.सी. अंतः संयोजनों में हैं। शेष भारतीय ग्रिड के साथ दक्षिणी क्षेत्र का तुल्यकालिक समेकन भी सुदृढ़ किया गया है तथा 11वीं योजना अवधि के अंत तक पूरा होने की योजना है।
- 4.5.4 राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के लिए योजना अभिज्ञात कर ली गई है। संचारण व्यापार वर्तमान पद्धतियों के माध्यम से इस योजना के कार्यान्वयन के लिए निवेश निर्णयों तथा वित्तीय प्रबंधों के अतिरिक्त राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड से संबंधित संचारण टैरिफ मामलों पर तत्काल विचार करने की आवश्यकता है। केन्द्रीय संचारण यूटिलिटी को देय कुल संचारण प्रभार लागत + के आधार पर है तथा लाभार्थियों के मध्य इन प्रभावों का अनुपात क्षेत्रीय पूल आधार पर केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन में उनके हिस्से के अनुपात में है। इस मशीनरी का विकास बाद के 70 के दशक में किया गया जब उत्पादन तथा संबद्ध क्षेत्रीय संचारण प्रणाली में प्रमुख प्रारंभिक कदम उठाए गए। इस फार्मूले ने, कुल मिलाकर, संतोषजनक रूप से कार्य किया। केन्द्रीय क्षेत्र में संबद्ध संचारण प्रणाली तथा उत्पादन संसाधनों में प्रत्येक अभिवृद्धि के साथ, राज्यों को उनका हिस्सा कम या अधिक उसी आबंटन के अनुपात में मिलता है जो इन्क्रीमेंटल अभिवृद्धियों से पूर्व विद्यमान है। हालाँकि, बाजार निर्धारण आबंटनों की ओर परिवर्तन के साथ इस प्रक्रिया में नए मानदंडों को जोड़ा गया है। इस विकास में जिन घटकों ने योगदान दिया है वे हैं (क) राज्य यूटिलिटियों की वित्तीय आवश्यकता (ख) ए.बी.टी. उपलब्धता आधारित टैरिफ प्रणाली के संदर्भ में परिवर्तित वाणिज्यिक परिदृश्य (ग) पूर्वी क्षेत्र में अधिशेष (घ) उत्तरी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र में उच्चतर घाटा तथा (ड.) क्रॉस-क्षेत्रीय लाभों के लिए उत्पादन परियोजनाओं का उद्भव। तत्पश्चात्, केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन का आबंटन पूर्व पद्धति/फार्मूले के अनुसार नहीं हो रहा है। इस परिवर्तित परिदृश्य में क्षेत्रीय पूल के आधार

पर लाभार्थियों के मध्य केन्द्रीय संचारण प्रभारों के आबंटन की विद्यमान पद्धतियाँ विकार उत्पन्न कर रही हैं। चूँकि बढ़ती हुई सुविधाओं की लागत सामान्यतः विद्यमान सुविधाओं से अधिक है, लाभार्थियों को केन्द्रीय उत्पादन की ओर से संचारण प्रभारों के उच्चतर प्रभारों के बोझ को वहन के लिए निम्न अथवा कोई आबंटन नहीं मिल रहा है तथा जो उच्च आबंटन ले रहे हैं उन्हें लाभ मिल रहा है। तत्पश्चात्, राज्य जिन्हें नए केन्द्रीय उत्पादन से कम लाभ मिल रहा है वे बढ़ती हुई संचारण प्रणाली के लिए संचारण प्रभारों के लिए वचनबद्धता के लिए अनिच्छुक हैं। यह कठिनाई उन संचारण नेटवर्क के घटकों के लिए चिंतनीय है जो सुधरी हुई प्रणाली विश्वसनीयता तथा अनुपातिक अधिशेषों का समुपयोजन तथा बढ़ती हुई लागत आधारित प्रेषण इष्टतमीकरण जैसे गैर-प्रतिबद्ध हस्तांतरणों को संबलित करने के लिए खुली पहुँच के लिए गुंजाइशों के लिए आगे आते हैं। यह क्रास-क्षेत्रीय तथा बहु-क्षेत्रीय लाभों की परियोजनाओं के मामले में और अधिक विमिश्रित हो जाता है।

4.5.5 यह भी महत्वपूर्ण है कि राष्ट्रीय ग्रिड की संचारण स्कीमों के लिए वित्त निम्न लागत पर प्रबंधित किए जाएं। प्रणाली विश्वसनीयता पर फोकस तथा संचारण प्रणाली में खुली पहुँच के लिए गुंजाइशें बनाने के लिए क्षेत्रीय तथा राष्ट्रीय स्तर पर संचारण प्रणाली में प्रति यूनिट निवेश पर्याप्त रूप से बढ़ेगा। यह उत्तरी क्षेत्र तथा उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में दूरस्थ स्थित संचारण संसाधनों के दोहन के कारण और बढ़ेगा। उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के जल संसाधनों को उपयोग में लाने का और अधिक प्रभाव पड़ेगा क्योंकि विद्युत उत्तर-पूर्वी और पूर्वी क्षेत्रों के पार संचारित की जानी होगी ताकि इसे उत्तरी/पश्चिमी/दक्षिणी क्षेत्रों तक लाया जा सके जहाँ वास्तव में इसे समायोजित किया जा सके। इससे संचारण प्रभार पर्याप्त रूप से अधिक हो जायेंगे।

#### 4.6 राष्ट्रीय ग्रिड के विकास के कार्यक्रम

4.6.1 आज तक अर्थात् 10वीं योजना के अंत तक 14100 मे.वा. की अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता विद्यमान है। एक वर्ष में 12 बिलियन कि.वा.घं. से अधिक के अंतर-क्षेत्रीय ऊर्जा विनिमय किए गए हैं तथा इस प्रकार संचारण क्षमता के बृहदतर समुपयोजन में योगदान दे रहे हैं। 10वीं पंचवर्षीय योजना के आरंभ में 5000 मे.वा. की कुल अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता को लेते हुए 10वीं योजना (2002-07) के दौरान 15400 मे.वा. की अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता की वृद्धि अर्थात् 10वीं योजना के अंत तक 20400 मे.वा. का मूल कार्यक्रम था। वर्ष 2004 में बाढ़ उत्पादन परियोजना के 10वीं योजना से 11वीं योजना में पुनर्निर्धारण को ध्यान में रखते हुए कार्यक्रम को संशोधित किया गया तथा 10वीं योजना का अंतः क्षेत्रीय संचारण कार्यक्रम को 3200 मे.वा. तक कम किया गया ताकि 12200 मे.वा. अभिवृद्धि हो तथा 31 मार्च, 2007 तक 17200 मे.वा. का लक्ष्य प्राप्त हो सके। इसके विपरीत, वास्तविक उपलब्धि 9100 मे.वा. की अभिवृद्धि रही तथा 31 मार्च, 2007 तक 14100 मे.वा. की कुल क्षमता प्राप्त हुई। शेष 3100 मे.वा. में से 2600 मे.वा. बिहारशरीफ-बलिया (1600 मे.वा.) तथा 400 के.वी. डी./सी. राँची-सिपल लाइन के पुनः कार्यक्रम निर्धारण के कारण, कहलगाँव एक्स. के 500 मे.वा. की 2/3 यूनिटों के सुमेल के साथ जिसका पुनः कार्यक्रम निर्धारण किया गया तथा कुछ महीनों से 10वीं योजना से स्थिप हो गया। शेष 500 मे.वा. तलचर-कोलार लिंक की एच.वी.डी.सी. क्षमता के उन्नयन से स्थिप के कारण है। अंतः क्षेत्रीय संचारण संयोजन जो 10वीं योजना से स्थिप/पुनर्निर्धारित हुए उन्हें अब 11वीं योजना के प्रथम वर्ष में शामिल कर लिया गया है। 11वीं योजना के कार्यक्रम में 23600 मे.वा. की अभिवृद्धि की जानी है तथा 11वीं योजना के अंत तक

लगभग 37700 मे.वा. की अतः क्षेत्रीय क्षमता उपलब्ध की जानी है। 12वीं योजना के प्रारंभ के दौरान 14500 मे.वा. की अतिरिक्त अंतःक्षेत्रीय संचारण क्षमता की अभिवृद्धि की योजना बनाई गई है। इससे वर्ष 2014 तक 52200 मे.वा. की अंतःक्षेत्रीय संचारण क्षमता की वृद्धि होगी।

4.6.2 उपर्युक्त योजना के विवरण नीचे दिए गए हैं :

अंतर-क्षेत्रीय संचारण के ब्यौरे - मौजूदा तथा 11वीं योजना के लिए योजनाबद्ध :  
(200 कि.वो. और अधिक)

प्रणाली का नाम	विद्युत हस्तांतरण क्षमता (मेगावाट)				
	9वीं योजना के अंत अर्थात् 2001-02 के अंत तक	10वीं योजना 2002-07 के दौरान अभिवृद्धि	10वीं योजना के अंत अर्थात् 2006-07 तक	11वीं योजना के दौरान अभिवृद्धि 2007-12	11वीं योजना के अंत अर्थात् 2011-12 के अंत तक
<b>पूर्वोत्तर क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र:</b>					
गाजुवाका एचवीडीसी सहपृष्ठन	500	500	1000		1000
बालीमैला-अपर सिलेरु 220 कि.वो. एस/सी	120		120		120
तलचेर-कोलार एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय		2000	2000		2000
तलचेर-कोलार एच वीडीसी द्वि-ध्रुवीय का उन्नयन				500	500
<b>पूर्वोत्तर क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र कुल</b>	<b>620</b>	<b>2500</b>	<b>3120</b>	<b>500</b>	<b>3620</b>
<b>पूर्वी-क्षेत्र-उत्तरी क्षेत्र:</b>					
मुजफ्फरपुर-गोरखपुर 400 कि.वो. डी/सी (क्वाड मूस) टीसीएसी के साथ		2000	2000		2000
देहरी-साहूपुरी 220 कि.वो. एस/सी	120		120		120
सासाराम एचवीडीसी सहपृष्ठन		500	500		500
पटना-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड		1600	1600		1600
बिहारशरीफ-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
भार क्षमता बढ़ाने के लिए बिहार शरीफ-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड पर 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति				200	200
बार-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600

भार क्षमता बढ़ाने को लिए बार-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड पर 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति				200	200
सासाराम-फतेहपुर 765 कि.वो. एस/सी				2100	2100
गया-बलिया 765 कि.वो. एस/सी				2100	2100
सासाराम-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
<b>पू. क्षेत्र-उ. क्षेत्र कुल</b>	<b>120</b>	<b>4100</b>	<b>4220</b>	<b>9400</b>	<b>13620</b>
<b>पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र:</b>					
राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी		1000	1000		1000
टीसीएससी, राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी पर		400	400		400
बुधीपाड़ा-कोरबा 220 कि.वो. डी/सी + एस/सी	360		360		360
राँची-सिपत 400 कि.वो. डी/सी (40% एससी)				1200	1200
राँची-राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी निर्धारित श्रृंखलाबद्ध कैपेसिटर के साथ, समानांतर लाइनों में टीसीएससी				1400	1400
राँची-सिपत पूर्ण प्वाइंट 765 कि.वो. एस/सी (अथवा 765 कि.वो. पर प्रचालित 1200 कि.वो.) श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ				2300	2300
<b>पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र कुल</b>	<b>360</b>	<b>1400</b>	<b>1760</b>	<b>4900</b>	<b>6600</b>
<b>पूर्वी क्षेत्र-उत्तर-पूर्वी क्षेत्र:</b>					
बीरपाड़ा-सलाकती 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
मालदा-बोंगईगाँव 400 कि.वो. डी/सी	1000		1000		1000
बोंगईगाँव-सिलीगुड़ी 400 कि.वो. डी/सी क्वाड				1600	1600
<b>पूर्वी क्षेत्र-उत्तर-पूर्वी क्षेत्र कुल</b>	<b>1240</b>	<b>0</b>	<b>1240</b>	<b>1600</b>	<b>2840</b>
<b>उत्तर क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र:</b>					
विंध्याचल एचवीडीसी सहपृष्ठ	500		500		500
औरिया-मलानपुर 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240

कोटा-उज्जैन 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1 400 कि.वो. प्रचा.		1100	1100		1100
आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-2 400 कि.वो. प्रचा.				1100	1100
कंकरोली-जेरदा 400 कि.वो. डी/सी				1000	1000
<b>उत्तरी क्षेत्र- पश्चिमी क्षेत्र कुल</b>	<b>980</b>	<b>1100</b>	<b>2080</b>	<b>2100</b>	<b>4180</b>
<b>पश्चिमी क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र:</b>					
चंद्रपुर एचवीडीसी सहपृष्ठन	1000		1000		1000
बरसूर-एल सिलेरु 200 कि.वो. एचवीडीसी मोनोपोल	200		200		200
कोल्हापुर-बेलगाम 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
पोडा-नागझारी 220 कि.वो. डी/सी	240		240		240
दक्षिणी क्षेत्र के तुल्यकालिक अंतः संयोजन के लिए शोलापुर-रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1-400 कि.वो. प्रचालित				1100	1100
नरेंद्र-कोल्हापुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के साथ नरेंद्र एचवीडीसी सहपृष्ठ				1000	1000
<b>पश्चिमी क्षेत्र-दक्षिणी क्षेत्र कुल</b>	<b>1680</b>	<b>0</b>	<b>1680</b>	<b>2100</b>	<b>3780</b>
<b>उ.पू.क्षेत्र/पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र/प.क्षेत्र:</b>					
बिश्वनाथ-चरियाली-सिलीगुड़ी-आगरा, बिश्वनाथ चरियाली और आगरा में 3000 मेगावाट टर्मिनल मॉड्यूल के साथ 6000 मेगावाट क्षमता की $\pm$ 800 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन				3000	3000
<b>उ.पू.क्षेत्र/पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र/ प.क्षेत्र कुल</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>	<b>3000</b>
<b>कुल अखिल भारत</b>	<b>5000</b>	<b>9100</b>	<b>14100</b>	<b>23600</b>	<b>37700</b>

12वीं योजना के प्रारंभ अर्थात् 2012-14 के लिए अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता अभिवृद्धि कार्यक्रम

मध्य में	प्रणाली का नाम	2012-13, 2013-14 के दौरान अभिवृद्धि
		विद्युत हस्तांतरण क्षमता (मेगावाट)
पू.क्षेत्र-उ.क्षेत्र	सासाराम-फतेहपुर 765 कि.वो. एस/सी दूसरी लाइन	2100
पू.क्षेत्र-प.क्षेत्र	रांची-सिपत पूलिंग प्वाइंट 765 कि.वो. एस/सी (या 765 कि.वो. पर प्रचालित 1200 कि.वो.) लाइन-2 श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ	2300
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आरएपीपी-नागदा 400 कि.वो. डी/सी	1000
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. लाइन-1 765 कि.वो. प्रचालन	1000
उ.क्षेत्र-प.क्षेत्र	आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. लाइन-2 765 कि.वो. प्रचालन	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	नरेंद्र-कोल्हापुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के साथ नरेंद्र एचवीडीसी सहपृष्ठ	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	शोलापुर-रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-1 - 765 कि.वो. प्रचालन	1000
प.क्षेत्र-द.क्षेत्र	द. क्षेत्र के तुल्यकालिक अंतः संयोजन के लिए शोलापुर-रायचूर 765 कि.वो. एस/सी लाइन-2	2100
उ.पू.क्षेत्र/पू. क्षेत्र उ.क्षेत्र/प.क्षेत्र	बिश्वनाथ चेरियाली-सिलीगुड़ी-आगरा±800 कि.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन पर सिलीगुड़ी और आगरा में 3000 मेगावाट टर्मिनल मॉड्यूल (दूसरा मॉड्यूल)	3000
	<b>कुल अखिल भारत</b>	<b>14500</b>

राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड के 14100 मे.वा. (200 के.वी. तथा अधिक) की विद्यमान अंतःक्षेत्रीय क्षमता के अतिरिक्त 600 मे.वा. की कुल क्षमता के बारह 132 के.वी. अंतःक्षेत्रीय सर्किट (4 x डी.सी. लाइनों तथा 4 x एस/सी लाइनों) हैं, जो निम्नवत् हैं-

132 के.वी. अंतःक्षेत्रीय लाइनों की सूची	
क्र.सं.	क्षेत्रों के मध्य/132 के.वी. अंतःक्षेत्रीय लाइनों के नाम
	<b>उत्तरी पश्चिमी</b>
1.	नीमच- उदयपुर 132 के.वी. एस/सी लाइन
2.	सियोपुर कलां-सवाई माधोपुर 132 के.वी. एस/सी
3.	राणा प्रताप सागर-गांधी सागर 132 के.वी डी/सी
4.	रिहंद-अमरकंटक 132 के.वी. एस/सी लाइन
	<b>पश्चिमी-दक्षिणी</b>
5.	दंदेली-पोंडा 132 के.वी. डी/सी लाइन
	<b>पूर्वी -उत्तरी</b>

6.	करमनासा-साहूपुरी 132 के.वी. डी/सी लाइन
7.	गरवा रोड-रिहंद 132 के.वी. डी/सी लाइन
	<b>पूर्वी-उत्तरी पूर्वी</b>
8.	अलीपुर दुआर-गोसाई गांव 132 के.वी. एस/सी लाइन

4.6.3 क्षेत्रों के भीतर संचारण प्रणालियों को संबलित करने के लिए उपर्युक्त अंतर्राज्यीय संचारण क्षमता की भी योजना बनाई गई है। उदाहरण के लिए, पूर्वी क्षेत्र में मुजफ्फरपुर-गोरखपुर 400 के.वी. डी./सी. लाइन के साथ सिलीगुड़ी-पूर्णिया-मुजफ्फरपुर 400 के.वी. डी./सी. तथा उत्तरी क्षेत्र में गोरखपुर-लखनऊ 400 के.वी. डी./सी. तथा बरेली-भंडोला 400 के.वी. डी./सी. लाइनें निर्माणाधीन हैं। इसी प्रकार, अंतः क्षेत्रीय संचारण लाइनों के साथ जो पूर्वी क्षेत्र में कहलगाँव तथा बाढ़ से उत्तरी क्षेत्र में बलिया तक विद्युत लाएंगी, के लिए बलिया से आगे उत्तरी क्षेत्र के पश्चिमी भाग की ओर ले जाने के लिए योजना बनाई गई है। पश्चिमी क्षेत्र में विद्युत को आगे हस्तांतरित करने के लिए पू.क्षे.-प.क्षे. अंतः क्षेत्रीय संयोजनों के माध्यम से विद्युत प्राप्त करने के लिए एक प्रमुख प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम कार्यक्रमित की गई है। इसी प्रकार, अंतः क्षेत्रीय संयोजना के दोनों ओर उ.क्षे. तथा प.क्षे. के मध्य तथा पू.क्षे. तथा द.क्षे. के मध्य संचारण प्रणाली की योजना बनाई गई है। 10वीं योजना तथा 11वीं योजना के लिए अंतः क्षेत्रीय तथा क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के विवरण क्रमशः अध्याय-6 तथा अध्याय-7 में दिए गए हैं।

4.6.4 उपर्युक्त के अतिरिक्त, दो मुद्दे जिन पर राष्ट्रीय ग्रिड के संदर्भ में विशेष विचार-विमर्श की आवश्यकता है: (1) उत्तर-पूर्वी क्षेत्र से संचारण प्रणाली जहाँ उ.पू.क्षे. के भीतर संचारण प्रणाली का विकास तथा उ.पू.क्षे. के बाहर विद्युत के निर्यात के लिए ज.वि. संसाधनों का दोहन चिंतनीय है, (2) शेष भारतीय ग्रिड के साथ दक्षिणी क्षेत्र के तुल्यकालिक अंतः संयोजन का मामला (3) अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के लिए संचारण प्रणाली जिन पर तीव्र कार्यान्वयन के लिए कार्य किया जा रहा है ताकि वे 11वीं योजना के अंतः/12वीं योजना के प्रारंभ तक पूर्ण हो सकें। इन पर तथा संबंधित मामलों पर इस अध्याय के बाद के भाग में विचार किया गया है।

4.7 11वीं योजना तथा 12वीं योजना अवधि से प्रारंभ में सिक्किम तथा भूटान में चलाई जाने वाली परियोजनाओं सहित उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में प्रमुख उत्पादन परियोजनाओं से विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली।

4.7.1 उ.पू. क्षेत्र सिक्किम और भूटान में 11वीं योजना और 12वीं योजना के प्रारंभ के दौरान 1000 मे.वा. की उत्पादन परियोजनाएं आरंभ की गई हैं। ये परियोजनाएं हैं- त्रिपुरा गैस (1050 मे.वा.) बोंगईगाँव थर्मल 500 मे.वा. कामेंग एच.ई.पी. (600 मे.वा.) सुबनश्री लोअर एच.ई.पी. (2000 मे.वा.) सिआंग मिडल एच.ई.पी. 1000 मे.वा. टिपाईमुख एच.ई.पी. (1500 मे.वा.) सिक्किम में तीस्ता I, II, III, IV, और VI एच.ई.पी. 2700 मे.वा. भूटान में पुनातसंगयू - I और II और मंगडीयू एच.ई.पी. (2600 मे.वा.)। इन परियोजनाओं से होने वाले उत्पादन का उपयोग उ.पू. क्षे.सिक्किम में केवल क्षेत्र में बढ़ी हुई भार मांगों को पूरा करने की सीमा तक किया जाएगा। यहां तक स्थानीय मांग में बढ़ती हुई वृद्धि के साथ इन परियोजनाओं से काफी विद्युत को विद्युत घाटे वाले क्षेत्र अर्थात् उत्तरी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र को निर्यात करने की आवश्यकता

होगी। एक इष्टतम प्रणाली के लिए तथा संकीर्ण भागों संकीर्ण मार्ग सिलीगुड़ी तथा प. बंगाल में विधान नगर के मध्य के क्षेत्र को संदर्भित करता है, में संचारण अवरोधों को ध्यान में रखते हुए एक समग्र संचारण प्रणाली विकसित की गई है।

4.7.2 संकीर्ण रास्तों द्वारा विद्युत निष्क्रमण की आवश्यकता का अनुमान जल विद्युत परियोजनाओं की क्षमता, जो आगामी 20-25 वर्षों में विकास के लिए व्यवहार्य हो सकती है, के अनुरूप लगाया गया है। यह उत्पादन उ.पू. क्षेत्र में लगभग 3500 मे.वा. सिक्किम में लगभग 800 मे.वा. और भूटान में लगभग 1500 मे.वा. होने का अनुमान लगाया गया है। तीव्रगति से स्थानीय विकास, जिसके परिणाम स्वरूप उ.पू. क्षे., सिक्किम तथा भूटान में 1000-12000 की रेंज में होगी (वर्तमान में यह लगभग 1500 मे.वा. है), को देखते हुए संकीर्ण मार्गों द्वारा संचारण आवश्यकताएं 4500 मे.वा. निकाली गई हैं। 300 के.वी. एच.वी.डी.सी. प्रत्येक 6000 मे.वा. की बाईपोल लाइन की योजना बनाई जा सकती है। हाईबिड प्रणाली में 400 के.वी.ए.सी. लाइन प्रत्येक 1500 मे.वा. संचारण क्षमता तथा संकीर्ण क्षेत्रों में 3000 मे.वा. संचारण क्षमता के मल्टी सर्किट होंगे। आकस्मिकताएं तथा विश्वसनीयता की आवश्यकताएं पूरा करने के लिए अतिरिक्त सर्किटों सहित कुल आवश्यकता 7 अथवा 8 एच.वी.डी.सी. बाईपोल लाइनों की तथा 4 अथवा 5 400 के.वी. 81 डी.सी. लाइनें संकीर्ण रास्तों से निकलने वाली कुल 12 उच्च क्षमता संचारण लाइनें। इसके लिए, मार्गाधिकार आवश्यकता लगभग 800 मीटर होगी तथा नजदीकी टावरों के मध्य न्यूनतम दूरी पर इस प्रकार विचार किया जाए कि किसी टावर के गिरने से नजदीकी लाइन प्रभावित न हो इसके लिए लगभग 1.5 कि.मी. मार्गाधिकार की आवश्यकता होगी।

4.7.3 765 के.वी. संचारण प्रणाली के विकल्प को वरीयता नहीं मिली है, कि चौड़े मार्गाधिकार के बजाए हमें जल- विद्युत उत्पादन की प्रकृति को ध्यान में रखना होगा। चूंकि प्रणाली को सर्दी के महीनों में पूर्ण उत्पादन क्षमता के लिए आयोजित करने की आवश्यकता होगी जब उत्पादन काफी कम होगा तथा शीर्ष घंटों के लिए सीमित होगा, तथा लाइनों को प्रतिक्रिय विद्युत प्रबंधन के कारण ऊर्जायित नहीं रखा जा सकता क्योंकि इससे उच्च वोल्टता की समस्या उत्पन्न होगी। इसके कारण लाइनों को बार-बार चालू करने की आवश्यकता होगी जिसके परिणामस्वरूप विश्वसनीयता की हानि तथा उपकरण के कार्यकाल में कमी होगी। अतः इस मामले में 765 के.वी. थोक संचारण की अनुशंसा नहीं की जा सकती।

4.7.4 एच.वी.डी.सी. के हाईबिड नेटवर्क का विकल्प तथा 400 कि.वो. की उच्च क्षमता लाइन को कीमत, कॉरीडोर, प्रचालनात्मक तथा चरणबद्ध विकास के दृष्टिकोण से अधिक उचित पाया गया। चूंकि संचारण दूरी उ.पू. क्षे. से उ.क्षे./प.क्षे. तक काफी लंबी है 2000 -2500 कि.मी., हानियों को तर्कसंगत तथा लागत प्रभावी सीमाओं में रखने के लिए जहाँ तक संभव हो वहाँ तक उच्च एच.वी.डी.सी. संचारण वोल्टता को अपनाने के पक्ष में सुझाव दिया जाता है। वर्तमान में भारत में बाईपोल संचारण के लिए एच.वी.डी.सी. वोल्टेज 500 कि.वो. है। विश्व में उच्चतम एच.वी.डी.सी. प्रणाली 600 कि.वो. की इतायपू ब्राजील में है जो 1987 से प्रचालन में है। अगली उच्चतर 800 कि.वो. की एच.पी.डी.सी. विकास के अंतिम चरणों में है।

4.7.5 प्रथम 800 के.वी. एच.वी.डी.सी. बाईपोल की योजना उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में विश्वनाथ चेरियाली पर पुलिंग सब स्टेशन से उत्तरी क्षेत्र में आगरा तक आयोजित की गई है। इसे 2011-12 में सुबनसीरी लोअर जल विद्युत परियोजना सहित प्रचालन के लिए कार्यक्रमित किया जा रहा है। विश्वनाथ चेरियाली तथा आगरा के मध्य संचारण लाइन 6000 मे.वा. क्षमता की होगी तथा एच.वी.डी.सी. टर्मिनल क्षमता 3000 मे.वा. की होगी। दूसरे चरण में, सिलीगुड़ी पर पुल की गई



सिक्किम तथा भूटान पर जल विद्युत परियोजनाओं से विद्युत के संचारण के लिए सिलिगुड़ी तथा आगरा के मध्य अन्य 3000 मे.वा. के टर्मिनल मॉड्यूल जोड़े जाएंगे। विश्वनाथ चेरियाली से आगरा तक प्रस्तावित  $\pm 800$  के.वी., 6000 मे.वा. एच.वी.डी.सी. बाईपोल लाइन को "उ.पू. क्षे. से उ.क्षे./प.क्षे. को विद्युत निर्यात के लिए अंतरक्षेत्रीय संचारण प्रणाली" स्कीम के तहत लेने का विचार है। यह विश्व में अपनी तरह की पहली स्कीम होगी तथा यह भारतीय विद्युत प्रणाली के विकास के लिए एक विहंगम प्रयास होगा।

- 4.7.6 समग्र संचारण प्रणाली को चरणबद्ध रूप से विकसित करने के लिए तैयार किया गया है तथा पूर्लिंग स्टेशन से डी-पूर्लिंग स्टेशन तक विशिष्ट उत्पादन तथा संचारण प्रणाली से संबद्ध संचारण प्रणाली के घटकों को अभिज्ञात कर लिया गया है चूंकि संचारण प्रणाली से उ.पू. क्षेत्र के साथ-साथ अन्य क्षेत्रों जो उ.पू. क्षे. से विद्युत निर्यात के भी लाभ होगा, अतः सभी लाभार्थियों को इन संचारण प्रणालियों के लिए दीर्घावधि संचारण प्रभारों के लिए वचनबद्ध होना चाहिए। संचारण प्रणाली के दो घटक हैं। प्रथम उ.पू.क्षे. में उत्पादन विशिष्ट संचारण प्रणाली तथा दूसरा उ.पू. क्षे. के बाहर विद्युत निर्यात के लिए संचारण प्रणाली। द्वितीय घटक की वसूली उ.पू.क्षे. के बाहर के लाभार्थियों जो वास्तव में विद्युत का उपयोग कर रहे हैं, से की जा सकती है, पहले घटक के लिए वसूली मशीनरी के एक अलग डिजाइन की आवश्यकता है। उ.पू.क्षे. में संचारण की प्रति यूनिट लागत देश के अन्य भागों की तुलना में काफी अधिक है। ऐसा दो कारणों से है प्रथमतः उ.पू. क्षेत्र में संचारण लाइनों के निर्माण की लागत ऊँचे-नीचे क्षेत्र तथा कानून एवं व्यवस्था सहित क्षेत्र विशेष के घटकों के कारण अधिक है तथा दूसरे प्रतिष्ठापित क्षमता का अनुपात तथा जल-विद्युत केन्द्रों के मामले में निश्चित ऊर्जा अधिक होने के कारण तथा उ.पू.क्षे. में अधिक जल-विद्युत संसाधनों के कारण प्रति यूनिट संचारण लागत अधिक होगी। परिणामस्वरूप उ.पू.क्षे. में संचारण में निवेश की वसूली, अभी तक निवेश की लागत से कम रही है।

के.वि.प्रा. द्वारा सुझाई गई क्षेत्रीय मैट्रिक्स संचारण टैरिफ, जो दूरी तथा दिशा संवेदनशीलता सहित राष्ट्रीय पूल संचारण टैरिफ अवधारणा पर आधारित है, इस मामले पर समग्र रूप से प्रकाश डालेगी। जब तक वह कार्यान्वित हो, विद्यमान क्षेत्रीय संचारण टैरिफ के आधार पर एक वैकल्पिक समाधान होगा कि उ.पू.क्षे. की जल विद्युत परियोजनाओं से विद्युत आबंटन के आधार पर उ.पू.क्षे. में अभिज्ञात उत्पादन विशिष्ट संचारण प्रणाली के संचारण प्रभार उ.पू.क्षे. के बाहर के लाभार्थी आपस में बांटे। यह उ.पू.क्षे. के बाहर के लाभार्थियों को उनके आबंटन के अनुसार उ.पू.क्षे. में संचारण प्रणाली के विकास को आपस में बांटने में सक्षम बनाएगा। उ.पू.क्षे. में विशेष उत्पादन सापेक्ष संचारण प्रणाली के कुल प्रभारों के उ.पू.क्षे. के भीतर के राज्यों तथा अन्य क्षेत्र/क्षेत्रों के राज्यों को उस जल-विद्युत उत्पादन से आबंटनों के आधार पर क्षेत्रवार आबंटित किया जा सकता है तथा प्रत्येक क्षेत्र को आबंटित संचारण प्रभारों के घटक की वसूली उस क्षेत्र के लिए क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के घटक के रूप में हो सकती है।

- 4.7.7 उत्तर-पूर्वी क्षेत्र में बढ़ती हुई मांग को पूरा करने के लिए विभिन्न उत्पादन स्कीमों से विद्युत आपूर्ति के लिए उ.पू.क्षे. में प्रणाली सुदृढीकरण की आवश्यकता होगी। प्रणाली सुदृढीकरण की आवश्यकता राज्यों में मांग वृद्धि की प्रवृत्ति पर आधारित होगी। चूंकि अतिरिक्त विद्युत आपूर्ति उत्पादन परियोजनाओं से होगी, अतः प्रत्येक उत्पादन संबद्ध संचारण स्कीमों में प्रणाली सुदृढीकरण के लिए प्रावधान रखा गया है।

4.7.8 उ.पू.क्षे. परियोजनाओं के लिए प्रस्तावित स्कीम-वार विवरण निम्नवत है:

> (1) उत्तर-पूर्व क्षेत्र से उत्तर क्षेत्र/पश्चिम क्षेत्र को अंतर क्षेत्रीय संचारण प्रणाली

'उत्तर-पूर्व क्षेत्र से उ.क्षे/प.क्षे. को विद्युत निर्यात के लिए अंतः क्षेत्रीय संचारण प्रणाली' की स्कीम के दो चरण होंगे। पहले चरण में सुबनश्री लोअर ज.वि.परि. के सुमेल में  $\pm 800$  के.वी., बिश्वनाथ चेरियाली से आगरा तक एच.वी.डी.पी. बाई-पोल तथा बिश्वनाथ चेरियाली तथा आगरा पर बाई-पोल टर्मिनल विश्वनाथ चेरियाली तथा आगरा के मध्य 3000 मे.वा. क्षमता की विद्युत हस्तांतरण के लिए उपलब्ध होंगे। द्वितीय चरण में सिक्किम तथा भूटान में जल-विद्युत परियोजनाओं के सुमेल में सिलीगुड़ी तथा आगरा के मध्य 3000 मे.वा. विद्युत हस्तांतरण के लिए सिलीगुड़ी तथा आगरा पर बाई-पोल टर्मिनल उपलब्ध होंगे। बाई-पोल लाइन की कुल संचारण क्षमता 6000 मे.वा. है।

उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के राज्य उ.पू. क्षे. की परियोजनाओं से विद्युत के लाभ पहले प्राप्त करेंगे तथा भार बढ़ने की सीमा तक स्थानीय रूप से विद्युत का उपभोग करेंगे। उत्तरी क्षेत्र तथा पश्चिमी क्षेत्र के राज्य उ.पू.रा. द्वारा निर्यातित विद्युत प्राप्त करेंगे तथा इस लिंक के प्रमुख लाभ प्राप्त करेंगे। तदनुसार, यह प्रस्तावित है कि इस स्कीम के संचारण प्रभार उ.क्षे. तथा प.क्षे. द्वारा आपस में बांटे जायेंगे। पश्चिमी क्षेत्र को आपूर्ति के लिए आगरा से ग्वालियर तक दो 765 के.वी. एच.सी. लाइनें जिन्हें उ.क्षे. तथा प.क्षे. के मध्य अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता बढ़ाने के लिए हाथ में लिया जा रहा है। उ.क्षे. में आगरा से आगे तथा प.क्षे. में ग्वालियर से आगे संचारण प्रणाली संबंधित क्षेत्रों की स्कीमों को सुदृढ़ करते हुए एक अलग प्रणाली के रूप में उपलब्ध है।

> (2) उ.क्षे. द्वारा आयात को सक्षम बनाने के लिए संचारण प्रणाली

- बोंगाईगाँव-सिलीगुड़ी 400 के.वी. डी./सी. क्वाड लाइन

> (3) त्रिपुरा गैस, 1050 मे.वा.

- त्रिपुरा गैस-सिलचर-बोंगाईगाँव 400 के.वी. डी./सी. लाइन
- त्रिपुरा गैस पर 400/132 के.वी. सब स्टेशन तथा ग्रिड सब स्टेशन पर 132 के.वी. लाइन
- सिलचर पर 400/132 के.वी. सब स्टेशन तथा ग्रिड सब स्टेशन पर 132 के.वी. लाइन

> (4) कामेंग ज.वि.परि., नीपको, 600 मे.वा.

कामेंग ज.वि.परि. के साथ प्रस्तावित संचारण प्रणाली:

- कामेंग-बिश्वनाथ चेरियाली 400 के.वी. डी./सी.
- मीसा पर द्वितीय 315 एम.वी.ए. 400/220 के.वी. आई.सी.टी.

> (5) सुबनश्री लोअर ज.वि.परि., एन.एच.पी.सी. 2000 मे.वा.

सुबनश्री लोअर ज.वि. परि. से निम्नलिखित निष्क्रमण प्रणाली प्रस्तावित हैं:

- सुबनश्री लोअर विश्वनाथ चेरियाली उच्च आकार के ट्विन कंडक्टर सहित 400 के.वी. 2 X डी./सी. लाईन

सियांग मध्य के प्रचालन के साथ संचारण प्रणाली का सुबनश्री तथा विश्वनाथ चेरियाली के मध्य का 1/3 भाग सियांग मध्य तथा उपयोग होगा तथा उसी अनुसार संचारण प्रभागों का समायोजन किया जाएगा।

> (6) सियांग मध्य ज.वि.परि. 1000 मे.वा. तथा तिपाईमुख ज.वि.परि. 1500 मे.वा. (संभावित)

- सियांग मध्य-सुबनश्री लोअर 400 के.वी. डी./सी.
- विश्वनाथ चेरियाली तक 1/3 सुबनश्री संचारण प्रणाली
- सियांग मध्य के साथ सुदृढ़ उ.पू. क्षे. प्रणाली

> (7) तिपाईमुख ज.वि.परि. 1500 मे.वा. (संभावित)

- तिपाईमुख उत्पादन स्विचयार्ड पर 400/220 के.वी. ट्रांसफार्मर
- तिपाईमुख-सिल्वर-मीसा 400 के.वी. डी./सी. क्वाड
- मीसा-विश्वनाथ चेरियाली 400 के.वी. डी./सी.
- मीसा-बोंगाईगाँव 400 के.वी. डी./सी. (यदि बोंगाईगाँव टी.पी.एस. के कार्यान्वयन में देशी होती, इस लाईन को कामेंग ज.वि.परि. के साथ सुमेल के लिए आगे बढ़ाया जा सकता है)
- तिपाईमुख-इम्फाल-दीमापुर 220 के.वी. डी./सी.
- तिपाईमुख के साथ उ.पू. क्षे. प्रणाली सुदृढ़ीकरण
- इसके अतिरिक्त, विद्यमान उ.पू.क्षे. प्रणाली के मीसा-बालीपाड़ा-विश्वनाथ चेरियाली 400 के.वी. डी./सी. तथा दीमापुर-मीसा 220 के.वी. डी./सी. तिपाईमुख संचारण प्रणाली के एक भाग के रूप में शामिल किए जायेंगे।

#### 4.8 दक्षिणी क्षेत्र का शेष भारतीय ग्रिड के साथ तुल्यकालिक अंतःसंयोजन

दक्षिणी क्षेत्र के साथ शेष भारतीय ग्रिड का तुल्यकालिक अंतःसंयोजन विचाराधीन है। इस प्रस्ताव पर और सुदृढ़ता से कार्य किया जा रहा है तथा शोलापुर अथवा पारली/अथवा रायचुर के बीच दो 765 के.वी. एस/सी लाइनों के द्वारा तुल्यकालिक रूप से दक्षिण क्षेत्र और पश्चिमी क्षेत्र को जोड़ने की योजना है। इन दोनों लाइनों की एक साथ कुल संचारण क्षमता 4200 मे.वा. की होगी और इनके 12वीं योजना अवधि के प्रारंभ में पूर्ण होने की संभावना है। इसके अतिरिक्त नरेन्द्र (द.क्षे.) और कोल्हापुर (प.क्षे.) के बीच 1000 मे.वा. के दूसरे एच.वी.डी.सी. लिंक की भी 12वीं योजना अवधि के लिए योजना बनाई गई है। कृष्णापट्टनम अल्ट्रा मेगा उत्पादन परियोजना के साथ मिलान करके द. क्षेत्र और प. क्षेत्र के बीच उपरोक्त अंतः क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के कार्यन्वयन की भी योजना है।

#### 4.9 अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाओं के लिए संचारण प्रणाली

- 4.9.1 4000 मे.वा. की प्रत्येक अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजना (यू.एम.पी.पी.) तीव्र कार्यान्वयन के लिए चलाई जा रही है ताकि इन्हें 11वीं योजना के अंतः/12वीं योजना के प्रारंभ तक पूरा किया जा सके। चूंकि यह नवीन पहल है, यह परियोजनाएँ 11वीं योजना के कार्यक्रम में शामिल नहीं हैं

जैसे कि राष्ट्रीय विद्युत योजना उत्पादन में प्रकाशित हुए हैं। इसी प्रकार 11वीं योजना के अंतर्गत के परिदृश्य में शामिल नहीं है जैसा कि इस दस्तावेज के अध्याय-7 में दिया गया है। उत्तर-क्षेत्रीय संचारण आवश्यकता पर अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के प्रभाव का मूल्यांकन किया गया है ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि अन्य उत्पादन स्कीमों के साथ आयोजित संचारण प्रणाली अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के साथ भी अपनी उपयोगिता कायम रख सके।

- 4.9.2 अल्ट्रा मेगा विद्युत परियोजनाएँ जिन पर विचार किया जा रहा है वह (1) गुजरात में मुन्द्रा, (2) मध्य प्रदेश में ससान, (3) आंध्र प्रदेश में कृष्णापट्टनम, (4) झारखंड में तलैया तथा (5) महाराष्ट्र में सिंधुदुर्ग। कर्नाटक, छत्तीसगढ़, उड़ीसा, महाराष्ट्र तथा तमिलनाडु में अतिरिक्त कार्यस्थलों पर भी विचार किया जा रहा है। 800 मे.वा. के यूनिट आकार वाली कोयला आधारित 4000 मे.वा. की ताप विद्युत उत्पादन क्षमता वाली प्रत्येक अल्ट्रा मेगा परियोजना पर विचार किया जा रहा है। 11वीं योजना में कार्यक्रमित प्रत्येक परियोजना पर एक यूनिट बनाने के लिए प्रयत्न किए जा रहे हैं। गुजरात में मुन्द्रा तथा मध्य प्रदेश में ससान तीव्र प्रगति पर है तथा लक्ष्यों के अनुसार पूर्ण होने की संभावना है। चूंकि भार प्रेषण केन्द्रों के समीप की परियोजनाओं का विद्युत प्रवाह प्रवृत्तियों पर बहुत प्रभाव होगा, अतः प्रक्षेपण 2013-14 के अनुरूप अर्थात् 12वीं योजना के दो वर्षों किए गए हैं। यह देखा गया है कि 2011-12 से 2013-14 तक उत्तरी क्षेत्र से आयात की आवश्यकता 10770 मे.वा. से बढ़कर 11770 मे.वा. हो गई, पश्चिमी क्षेत्र की आवश्यकता घटकर 6120 मे.वा. से 5360 मे.वा. हो गई तथा दक्षिणी क्षेत्र द्वारा आयात की आवश्यकता भी 3010 मे.वा. से कुछ कम होकर 2530 मे.वा. हो गई। प्रक्षेपणों के विवरण अध्याय-5 में दिए गए हैं। जैसा देखा गया है 2011-12 के लिए विकसित संचारण प्रणाली में अधिक संशोधनों का प्राधिकार नहीं होगा।

- 4.9.3 मुन्द्रा तथा ससान अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं की संचारण प्रणालियाँ निम्नवत हैं:

मुन्द्रा (गुजरात)	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; मुन्द्रा-लिम्बडी 400 के.वी. डी./सी. ट्रिपल मूज (टी.एम.)</li> <li>&gt; मुन्द्रा-रंचोडपुरा 400 के.वी. डी./सी. टी.एम.</li> <li>&gt; मुन्द्रा-जेतपुर 400 के.वी. डी./सी. टी.एम.</li> <li>&gt; कवास-नवसारी 400 के.वी. डी./सी.</li> <li>&gt; नवसारी-मुम्बई नया स्थान 400 के.वी. डी./सी.</li> <li>&gt; वर्धा-औरंगाबाद 400 के.वी. डी./सी. क्वाड</li> <li>&gt; 765 के.वी. सियोनी-वर्धा 2X एस./सी. का प्रचालन</li> </ul>
ससान (मध्य प्रदेश)	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; ससान-सतना 765 के.वी. 2X एस./सी.</li> <li>&gt; सतना-बीना 765 के.वी. 2X एस./सी.</li> <li>&gt; बीना-इंदौर 765 के.वी. एस./सी.</li> <li>&gt; ससान पर विंध्याचल-सतना 400 के.वी. डी./सी. का "लीलो"</li> </ul>

\*\*\*\*\*

## अध्याय-5

## विद्युत के अंतःक्षेत्रीय संचारण की अनुमानित आवश्यकता

### 5.1 प्रस्तावना

भावी परिकृश्य के लिए राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली के लिए विकास योजना के लिए क्षमता का निर्धारण तथा उस परिकृश्य के अनुरूप ग्रिड का स्थल विज्ञान आवश्यक है। इसके लिए विद्युत विनिमय आवश्यकताओं का निर्धारण आवश्यक है जिसके आधार पर संचारण विस्तार योजना पर कार्य किया जा सके। विद्युत विनिमय आवश्यकताएं उत्पादन क्षमता अभिवृद्धियों तथा मांग में वृद्धियों के क्षेत्रीय योजनाओं को ध्यान में रखते हुए विभिन्न क्षेत्रों में अधिशेषों तथा घाटों के प्रक्षेपित परिकृश्य पर निर्भर होंगी। अंतःराज्यीय विनिमय आवश्यकताएं विभिन्न ऋतुओं में अलग-अलग होने के साथ-साथ दिन की शीर्ष तथा गैर-शीर्ष अवधियों के दौरान भिन्न-भिन्न होंगी। अतः विभिन्न प्रचालन परिस्थितियों के अनुरूप क्षेत्रीय अधिशेषों तथा घाटों के संभावित परिकृश्यों को प्रक्षेपित किया गया है तथा संचारण विस्तार योजना के निर्धारण के लिए चरम प्रेषण परिस्थितियों पर विचार किया गया है।

### 5.2 अंतःराज्यीय विद्युत विनिमय आवश्यकताओं का निर्धारण

अंतःराज्यीय विद्युत विनिमय आवश्यकताओं के निर्धारण के लिए संभावित क्षेत्रीय अधिशेषों/घाटों के परिकृश्य 11वीं योजना के अंत तक (2011-12 तक प्रत्येक वर्ष) के प्रत्येक वर्ष के अनुरूप शीत, ग्रीष्म तथा मानसून महीनों की शीर्ष तथा गैर-शीर्ष परिस्थितियों के लिए प्रक्षेपित किए गए हैं। उत्पादन तथा पूर्वानुमानित मांग के कार्यक्रम के आधार पर प्रक्षेपणों का उद्देश्य अंतःक्षेत्रीय स्तर पर संचारण आवश्यकताओं को अनुमानित करना है। इस प्रक्षेपण पर विचारित राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली एक सुदृढ़ संचारण प्रणाली प्रदान करेगी जो विभिन्न संभावित प्रचालित परिकृश्यों की आवश्यकताओं का प्रबंध करने में सक्षम होगी तथा बाजार अभिमुख विद्युत विनिमयों को बल देने के लिए आवश्यक मार्जिन भी प्रदान करेगा।

### 5.3 उत्पादन कार्यक्रम

10वीं योजना के प्रारंभ में विद्यमान अखिल भारत उत्पादन क्षमता 103.7 मे.वा. थी। लगभग 22.1 मे.वा. की वृद्धि 10वीं योजना अवधि के दौरान की गई। (भूटान में ताला से 1020 मे.वा. सहित) तथा 11वीं योजना के दौरान 78.5 मे.वा. की अभिवृद्धि का कार्यक्रम है। 10वीं तथा 11वीं योजनाओं के अंत तक क्षेत्रवार उत्पादन क्षमताएं निम्नलिखित तालिकाओं में दी गई हैं-

सभी आंकड़े मेगावाट में

10वीं योजना का प्रारंभ			
	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल
उ.क्षे.	8499	19577	28076
प.क्षे.	4342	26443	30785*
द.क्षे.	9868	16210	26078
पू.क्षे.*	2814	13735	16549\$
उ.पू.क्षे.	1101	1140	2241
अखिल भारत			
\$	26624	77105	103729

टिप्पणी

पूर्वी क्षेत्र में भूटान में चुखा से 360 मे.वा. का आयात शामिल है।

संचारण आयोजना के लिए विचारित अखिल भारत आंकड़ों में द्वीपों की 49 मे.वा. की प्रतिष्ठापित क्षमता तथा 1628 मे.वा. की पवन परियोजनाएं शामिल नहीं हैं

10वीं योजना के दौरान अभिवृद्धि				10वीं योजना के अंत तक क्षमता		
	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल
उ.क्षे.	4296	3111	7407	12795	22688	35483
प.क्षे.	2545	3749	6294	6887	30192	37079
द.क्षे.**	920	3224	4144	10788	19434	30222
पू.क्षे.	1020	3080	4100	3834	16815	20649
उ.पू.क्षे.	125	104	229	1226	1244	2470
अखिल भारत	8906	13268	22174	35530	90373	125903

\*\* 10वीं योजना के दौरान 22174 मे.वा. की कुल संभावित क्षमता में भूटान में ताला एच.ई.पी. से आयातित 1020 मे.वा. शामिल है तथा द्वीपों में 26 मे.वा. अभिवृद्धि शामिल नहीं है। (भारत में 10वीं योजना में 21180 मे.वा.+1020 ताला से)-26 (द्वीप = 22174)

11वीं योजना के दौरान अभिवृद्धि (कार्यक्रमित)				11वीं योजना के अंत तक क्षमता		
	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल	जल विद्युत	ताप विद्युत	कुल
उ.क्षे.	8769	13590	22359	21564	36278	57842
प.क्षे.	1170	18366	19506	8057	48528	56585
द.क्षे.	1217	13301	14518	12005	32735	44740
पू.क्षे.	2673	15190	17863	6507	32005	38512
उ.पू.क्षे.	2724	1560	4284	3950	2804	6754
अखिल भारत	16553	61977	78530	52083	152350	204433

#### 5.4 उपलब्धता, मांग तथा घाटा/अधिशेष का अनुमान

अनुमानित उपलब्धता, मांग तथा घाटा/अधिशेष का क्षेत्रवार अनुमान नीचे तालिका में विस्तृत रूप में दिया गया है:

11वीं योजना के अंत अर्थात् 2011-12 के लिए क्षेत्रवार शीर्ष/गैर शीर्ष उपलब्धता तथा मांग परिदृश्य

शीत
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

शीत गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
29782	32767	-2985
42147	34041	8106
30031	26103	3928
27657	10946	16711
2638	1862	776
132256	105718.5	26537

शीत शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
36251	46810	-10559
45528	50275	-4747
33676	35426	-1749
30449	15998	14451
4218	2660	1558
150122	151169	-1047

मानसून
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

मानसून गैर शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
45394	32767	12627
43828	36659	7169
32203	26103	6100
27899	10946	16953
5658	1862	3796
154982	108337	46645

मानसून शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा (-)
45394	42129	3265
45598	47133	-1535
34648	33561	1087
29389	14314	15075
5658	2394	3264
160686	139531	21155

ग्रीष्म
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उत्तरी पूर्वी
कुल

ग्रीष्म गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा (-)
38407	42129	-3722
43758	36659	7099
30817	26103	4714
27453	10946	16507
4613	1862	2751
145049	117699	27350

ग्रीष्म शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा (-)
40564	45874	-5310
46334	52370	-6036
34462	37290	-2828
30244	15998	14246
5403	360	2743
157007	192	2815

## 5.5 वर्ष 2013-14 के लिए अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं के लिए अनुमान

2013-14 तक अनुमान जिनमें अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं पर भी विचार किया गया है निम्नवत् है:-

अल्ट्रा मेगा परियोजनाओं को ध्यान में रखते हुए वर्ष 2013-14 के लिए ऋतु अनुसार शीर्ष/गैर-शीर्ष उपलब्धता तथा मांग परिदृश्य

शीत
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उ.पूर्वी
कुल

शीत गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
30288	37177	-6890
54893	43407	11486
42442	30443	11999
32055	14259	17796
2537	2254	283
162214	127540	34674

शीत शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
41338	53110	-11772
58744	62010	-3266
47988	41316	6672
35821	20370	15451
5419	3220	2199
189309	180026	9283

मानसून
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उ.पूर्वी
कुल

मानसून गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
48811	37177	11634
53517	43407	10110
44330	30443	13887
33495	14259	19236
8187	2254	5933
188340	127540	60800

मानसून शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
51574	47799	3775
55228	55809	-581
46795	39141	7854
35378	18333	17045
8907	2898	6009
197882	163980	33902

ग्रीष्म
क्षेत्र
उत्तरी
पश्चिमी
दक्षिणी
पूर्वी
उ.पूर्वी
कुल

ग्रीष्म गैर-शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
43431	47799	-4368
54086	43407	10679
43662	30443	13219
32352	14259	18093
6139	2254	3885
179669	138162	41507

ग्रीष्म शीर्ष		
उपलब्धता	मांग	अधिशेष(+) घाटा(-)
47575	53110	-5535
56653	62010	-5357
47359	43490	3869
35176	20370	14806
7580	3220	4360
194343	182200	12143

आधार: भार वृद्धि समान दर अर्थात् उ.क्षे., प.क्षे. तथा द.क्षे. के लिए 8% तथा पू.क्षे. तथा उ.पू.क्षे. के लिए 10% पर रही



## अध्याय 6

## 10वीं योजना कार्यक्रम और उपलब्धियाँ

## 6.1 प्रस्तावना

- 6.1.1 9वीं पंचवर्षीय योजना के अंत में 31 मार्च 2002 तक 105 गीगावाट की कुल अधिष्ठापित उत्पादन क्षमता और 73 गीगावाट की शीर्ष माँग के सृदश 765/एचवीडीसी/400/230/220/132/110 कि.वो. पर देश में संचारण प्रणाली संचारण लाइनों के 257 हजार सर्किट किलोमीटर (टीसीकेएम) और उप-केंद्र क्षमता के 292 गेवोए पर स्थित थी। सदृश उप-संचारण प्रणाली और वितरण प्रणाली 302 टीसीकेएम और 66/33/22 किलोवोल्ट पर 115 गे वो ए, 15/11/6.6/3.3/2.2 कि.वो. पर 1758 टीसीकेएम, वितरण ट्रांसफॉर्मरों का 176 गे वा ए और एल टी लाइनों का 3680 टीसीकेएम पर स्थित थी।
- 6.1.2 9वीं योजना के अंत में कमी पर विचार करते हुए (शीर्ष पर 12.6% और ऊर्जा में 7.5%) और 16वीं ईपीएस द्वारा पूर्वानुमानित माँग को पूरा करने के लिए 10वीं योजना के लिए उत्पादन क्षमता अतिरिक्त आवश्यकता 57 गीगावाट आंकी गई थी। तथापि संसाधन संबंधी अड़चनों को ध्यान में रखते हुए यह मानते हुए कि माँग वृद्धि 16वीं ईपीएस पूर्वानुमानों से कम होने की संभावना है, 14.4 गीगावाट जल-विद्युत, 25.4 गीगावाट ताप-विद्युत और 1.3 गीगावाट नाभिकीय विद्युत शामिल करके 41 गीगावाट का एक संतुलित क्षमता वर्धन कार्यक्रम 10वीं योजना के लिए लक्ष्य के रूप में निर्धारित कर दिया गया था। 41 गीगावाट के इस कार्यक्रम के अनुरूप उत्पादन परियोजनाओं की सूची के आधार पर विद्युत निष्क्रमण प्रणाली के साथ नेटवर्क सुदृढीकरण सहित 132 कि.वो. स्तर और इससे अधिक की संचारण आवश्यकता का पता लगाया गया। यह संचारण कार्यक्रम विस्तृत आयोजना कार्यक्रमलाप करने और उत्पादन में हो रही 10वीं योजना के विकास की वास्तविक प्रगति तथा वास्तविक क्षेत्र-वार भार वृद्धि के अनुरूप केंद्रीय संचारण यूटीलिटियों और राज्य संचारण यूटीलिटियों द्वारा अपने संचारण विकास कार्यक्रम को अंतिम रूप देने का आधार बन गया।
- 6.1.3 10वीं योजना के दौरान वास्तविक उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि 41 गीगावाट योजना के संबंध में भिन्न रही है। तदनुसार, वास्तविक 10वीं योजना का संचारण कार्यक्रम भी भिन्न रहा है। आस्थगित/आगे बढ़ाए गए/परिवर्तित उत्पादन के अनुरूप संबंधित संचारण प्रणाली में परिवर्तन के अलावा संचारण आवश्यकताओं की समीक्षा की भी जरूरत थी। तदनुसार निष्क्रमण के लिए तैयार किए गए संचारण कार्यक्रम को उत्पादन परियोजनाओं के साथ वास्तविक जरूरतों के साथ मिलान करके संशोधित किया गया था।

## 6.2 10वीं योजना संचारण कार्यक्रम का सारांश

10वीं योजना संचारण उपलब्धियों (31 मार्च 2007 तक) का सारांश नीचे सारणीबद्ध किया गया है :

संचारण श्रेणी	प्रणाली प्रकार/वोल्टता	यूनिट	9वीं योजना अर्थात् मार्च 2002 के अंत तक	10वीं योजना अर्थात् 2002-07 के दौरान अभिवृद्धि	10वीं योजना अर्थात् मार्च 2007 के अंत तक
संचारण लाइन					
(क) 765 कि.वो.		सीकेएम	971	733	1704
(ख) एचवीडीसी $\pm$ 500 कि.वो. द्विध्रुवीय		सीकेएम	3138	2734	5872
(ग) 400 कि.वो.		सीकेएम	49378	26344	75722
(घ) 230/220 कि.वो.		सीकेएम	96993	17636	114629
(ङ) एचवीडीसी 200 कि.वो. एक ध्रुवीय		सीकेएम	162	0	162
(क), (ख), (ग), (घ) एवं (ङ) का योग		सीकेएम	150642	47447	198089
सहपृष्ठ					
(क) 765 कि.वो.		एमवीए	0	2000	2000
(ख) 400 कि.वो.		एमवीए	60380	32562	92942
(ग) 230/220 कि.वो.		एमवीए	116363	40134	156497
(क), (ख) एवं (ग) का योग		एमवीए	176743	74696	251439
एच वी डी सी					
(क) द्वि-ध्रुवीय लिंक क्षमता		एमडब्ल्यू	3000	2000	5000
(ख) सहपृष्ठ क्षमता		एमडब्ल्यू	2000	1000	3000
(ग) एक ध्रुवीय लिंक क्षमता		एमडब्ल्यू	200	0	200
(क), (ख) एवं (ग) का योग		एमडब्ल्यू	5200	3000	8200

### 6.3 10वीं योजना के दौरान एचवीडीसी प्रणालियों का विकास

2000 मे.वा. क्षमता की तलचेर-कोलार एचवीडीसी  $\pm$  500 कि.वो. द्वि-ध्रुवीय, 500 मे.वा. क्षमता की सासाराम एचवीडीसी सहपृष्ठ और 500 मे.वा. क्षमता की गाजुवाका एचवीडीसी सहपृष्ठ द्वितीय मॉड्यूल 10वीं योजना के दौरान जोड़ी गई थी। 10वीं योजना अवधि के दौरान भारत में एचवीडीसी प्रणालियों के विकास का सारांश नीचे दिया गया है -

एचवीडीसी संचारण प्रणालियाँ- 10वीं योजना 2002-07 के दौरान उपलब्धियाँ		9वीं योजना के अंत तक	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	10वीं योजना के अंत अर्थात् 3/2007 तक
एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन								
चंद्रपुर-पडवे	$\pm$ 500 कि.वो.	एमएसईबी	सीकेएम	1504				1504
रिहंद-दादरी	$\pm$ 500 कि.वो.	पीजीसीआईएल	सीकेएम	1634				1634
तलचेर-कोलार	$\pm$ 500 कि.वो.	पीजीसीआईएल	सीकेएम		2734			2734

एचवीडीसी संचारण प्रणालियाँ- 10वीं योजना 2002-07 के दौरान उपलब्धियाँ				9वीं योजना के अंत तक	2002- 03	2003- 04	2004- 05	2005- 06	2006- 07	10वीं योजना के अंत अर्थात् 3/2007 तक
कुल			सीकेएम	3138	2734	0	0	0	0	5872
<b>एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय संचारण क्षमता</b>										
चंद्रपुर-पडघे	द्वि-ध्रुवीय	एमएसईबी	एमडब्ल्यू	1500						1500
रिहंद-दादरी	द्वि-ध्रुवीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू	1500						1500
तलचेर-कोलार	द्वि-ध्रुवीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू		1000	1000				2000
<b>TOTAL</b>			<b>एमडब्ल्यू</b>	<b>3000</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5000</b>
<b>एचवीडीसी सहपृष्ठीय संचारण क्षमता</b>										
विध्याचल	सहपृष्ठीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू	500						500
चंद्रपुर	सहपृष्ठीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू	1000						1000
गाजुवाका	सहपृष्ठीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू	500			500			1000
सासाराम	सहपृष्ठीय	पीजीसीआईएल	एमडब्ल्यू		500					500
कुल			<b>एमडब्ल्यू</b>	<b>2000</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>
<b>एचवीडीसी मोनोपोल लाइन</b>										
बरसूर-लोअर सिलेरू	200कि.वो.	सीएसईबी/ एपीट्रांसको	सीकेएम	162						162
कुल			<b>सीकेएम</b>	<b>162</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162</b>
<b>एचवीडीसी मोनोपोल संचारण क्षमता</b>										
बरसूर-लोअर सिलेरू	मोनोपोल	सीएसईबी/ एपीट्रांसको	एमडब्ल्यू	200						200
कुल				<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>200</b>
<b>कुल योग</b>			<b>सीकेएम</b>	<b>3300</b>	<b>2734</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6034</b>
			<b>मे.वा.</b>	<b>5200</b>	<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8200</b>

#### 6.4 10वीं योजना के दौरान 765 कि.वो. प्रणालियों का विकास

वर्तमान में देश में सभी 765 कि.वो. प्रणालियाँ 400 कि.वो. पर प्रचालित की जा रही हैं। सिपत एस/एस पर 765 कि.वो. बस 765 कि.वो. पर चार्ज की गई हैं, सिपत से सिओनी तक संचारण लाइन 2007 में आरंभ की जाएगी और 765 कि.वो. पर प्रचालित की जाएगी, इस प्रकार देश में संचारण प्रणाली के विकास में एक नया मील का पत्थर स्थापित होगा। 10वीं योजना अवधि के दौरान भारत में 765 कि.वो. संचारण प्रणाली के विकास का सारांश नीचे दिया गया है :

765 कि.वो. संचारण प्रणालियाँ- 10वीं योजना 2002-07 के दौरान उपलब्धियाँ				9वीं योजना के अंत तक	2002- 03	2003- 04	2004- 05	2005- 06	2006- 07	10वीं योजना के अंत तक अर्थात् 3/2007 तक
<b>765 कि.वो. संचारण लाइनें</b>										
अनपारा-उन्नाव	एस/सी	यूपीपी सीएल	सीके एम	409						409
किशनपुर-मोगा एल-1 (डब्ल्यू)	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम	275						275
किशनपुर-मोगा एल-2 (ई)	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम	287						287
टेहरी-मेरठ लाइन-1	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम					186		186
टेहरी-मेरठ लाइन-2	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम						184	184
आगरा-ग्वालियर लाइन-1	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम						128	128
बीना-ग्वालियर लाइन-1	एस/सी	पीजीसी आईएल	सीके एम						235	235
<b>कुल</b>			<b>सीके एम</b>	<b>971</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>186</b>	<b>547</b>	<b>1704</b>
<b>765 कि.वो. उप-केंद्र (765/400 कि.वो.)</b>										
	सिपत		एमवी ए						2000	2000
<b>कुल</b>			<b>एमवी ए</b>						<b>2000</b>	<b>2000</b>

#### 6.5 10वीं योजना के दौरान कार्यक्रम और उपलब्धियाँ

400 कि.वो. और 200 कि.वो. संचारण प्रणाली के संबंध में 10वीं योजना के पहले चार वर्षों अर्थात् 2002-03, 2003-04, 2004-05, 2005-06 और 2006-07 के दौरान वास्तविक उपलब्धियाँ क्रमशः अनुबंध-6.1, अनुबंध-6.2, अनुबंध-6.3, अनुबंध-6.4 और अनुबंध-6.5 पर विस्तृत रूप में दी गई हैं। चूंकि 41 गी.वा. कार्यक्रम के सदृश संचारण योजना, जो मूल रूप में आरंभ में अभिज्ञात की गई थी, आगे खिसकाई गई/आस्थगित की गई उत्पादन परियोजनाओं, जैसे और जब भी इन उत्पादन परियोजनाओं को कार्यान्वित किया गया, के लिए निष्क्रमण प्रणाली के पुनर्चालन के लिए विचार करने के लिए अभी भी एक आधार है, इसे इस दस्तावेज़ में भी शामिल किया गया है और अनुबंध-6.6 में दिया गया है। इन अनुबंधों में निम्नलिखित शामिल हैं :

- अनुबंध-6.1 : वर्ष 2002-03 के दौरान पूर्ण 400 कि.वो. और 220 कि.वो. की संचारण लाइनें और उप-केंद्र
- अनुबंध-6.2 : वर्ष 2003-04 के दौरान पूर्ण 400 कि.वो. और 220 कि.वो. की संचारण लाइनें और उप-केंद्र
- अनुबंध-6.3 : वर्ष 2004-05 के दौरान पूर्ण 400 कि.वो. और 220 कि.वो. की संचारण लाइनें और उप-केंद्र
- अनुबंध-6.4 : वर्ष 2005-06 के दौरान पूर्ण 400 कि.वो. और 220 कि.वो. की संचारण लाइनें और उप-केंद्र
- अनुबंध-6.5 : वर्ष 2006-07 के दौरान पूर्ण 400 कि.वो. और 220 कि.वो. की संचारण लाइनें और उप-केंद्र
- अनुबंध-6.6 : 41 गीगावाट कार्यक्रम के सदृश संचारण योजना, जैसा कि 10वीं योजना के आरंभ में अभिज्ञात की गई थी।

#### 6.6 10वीं योजना के दौरान राष्ट्रीय ग्रिड का विकास

9वीं योजना के अंत तक 200 कि.वो. और इससे अधिक पर अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता 5000 मे.वा. थी। 10वीं योजना के दौरान अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता के 9100 मे.वा. अतिरिक्त शामिल किए गए हैं, जिससे 10वीं योजना के अंत तक 200 कि.वो. और अधिक की कुल अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता 14100 मे.वा. हो गई है। इससे संबंधित विवरण अध्याय-4 में दिया गया है।

#### 6.7 10वीं योजना के दौरान क्षेत्रीय ग्रिडों का विकास

10वीं योजना के दौरान क्षेत्रीय ग्रिडों की विकास योजना के अंतर्गत पूर्ण और कार्यक्रमित मुख्य संचारण स्कीमें निम्नानुसार हैं :

##### 6.7.1 उत्तरी क्षेत्र

उत्तरी क्षेत्र में निम्नलिखित अंतर-राज्यीय संचारण स्कीमों की 10वीं योजना के दौरान लाभ के लिए योजना बनाई गई थी :

क्र.सं.	स्कीम का नाम	स्कीम का विवरण
1.	श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति + कानपुर-बल्लभगढ़ 400 कि.वो. एस/सी पर टीसीएससी	इस स्कीम में कानपुर-बल्लभगढ़ 400 कि.वो. एस/सी लाइन पर 40% निर्धारित श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति और 15% परिवर्तनीय क्षतिपूर्ति का प्रस्ताव है। इससे उत्तरी ग्रिड के पूर्वी से पश्चिमी हिस्से तक विद्युत हस्तांतरण क्षमता में वृद्धि होगी

		और उत्तरी ग्रिड की स्थिरता में सुधार होगा।
2.	सिंगरोली-विंध्याचल गलियारे में प्रणाली सुदृढीकरण	क) विंध्याचल के आखिर में विंध्याचल-कानपुर के बीच मौजूदा 400 कि.वो. लाइन को खोलना और इसे सिंगरोली के आखिर तक जोड़ना ताकि सिंगरोली-कानपुर 400 कि.वो. एस/सी (तीसरा सर्किट) बनाया जा सके। ख) सिंगरोली-विंध्याचल 400 कि.वो. एस/सी (दूसरा सर्किट) ऊपर सृजित रिक्त खंड का उपयोग कर सके।
3.	धौली गंगा से संबंधित संचारण प्रणाली	क) धौली गंगा-बरेली 400 कि.वो. डी/सी (प्रारंभ में 220 कि.वो. से प्रचालित)
4.	उत्तरी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-I	क) कानपुर-औरैया 400 डी/सी ख) पावर ग्रिड का बरेली स्विचिंग स्टेशन, 400 कि.वो. ग) बरेली (पीजी) के लखनऊ-मुरादाबाद 400 कि.वो. एस/सी का लिलो घ) बरेली (पीजी) 2xडी/सी में बरेली-मंडोला 400 कि.वो. डी/सी का लिलो। ड.) बरेली (पीजी)-मुरादाबाद 400 कि.वो. एस/सी च) लखनऊ पावर ग्रिड में सुल्तानपुर-लखनऊ 400 कि.वो. एस/सी का लिलो।
5.	उत्तरी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-II	क) 95° से. के लिए डिजाइन की गई इलाहाबाद-मैनपुरी 400 कि.वो. डी/सी लाइन पर 40% की निर्धारित श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति ख) आगरा-जयपुर 400 कि.वो. डी/सी ग) बगूरा 400/220 कि.वो., तीसरा ट्रांसफॉर्मर
6.	दुल्हस्ती से संबंधित संचारण प्रणाली	क) दुल्हस्ती-किशनपुर 400 कि.वो. एस/सी ख) किशनपुर-बगूरा 400 कि.वो. डी/सी ग) किशनपुर 315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस
7.	रिहंद-II से संबंधित संचारण प्रणाली	क) रिहंद-इलाहाबाद 400 कि.वो. डी/सी ख) दादरी-पानीपत 400 कि.वो. एस/सी दूसरा सर्किट ग) पटियाला-मलेरकोटला 400 कि.वो. एस/सी घ) नालागढ़-हिसार 400 कि.वो. का लिलो, कैथल एस/एस में एक सर्किट ड.) 400 कि.वो. नालागढ़-हिसार का लिलो, पटियाला एस/एस में एक सर्किट च) रिहंद-मैनपुरी-बल्लभगढ़ 400 कि.वो. डी/सी छ) कैथल 630 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस ज) पटियाला 630 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो.

		एस/एस झ) मैनपुरी 315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस (वृद्धि) ज) अबुल्लापुर 315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस तीसरा आई.सी.टी. (वृद्धि)
8.	उत्तरी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-III	क) मलेरकोटला-लुधियाना जालंधर 400 कि.वो. एस/सी ख) मौगा-हिसार 400 कि.वो. डी/सी के एक सर्किट का लिलो ग) लुधियाना 400/220 कि.वो. एस/ 2×315 मे.वा.ए. घ) फतेहाबाद 400/220 कि.वो. एस, 2×315 मे.वा.ए.
9.	सेवा-II से संबंधित संचारण प्रणाली	क) सेवा-हीरानगर 132 कि.वो. डी/सी ख) सेवा-खतुवा 132 कि.वो. बाया महानपुर
10.	पारबती-II से संबंधित संचारण प्रणाली	क) पारबती-नालागढ़ 400 कि.वो. 2×एस/सी (क्वाड)
11	कोटेश्वर से संबंधित संचारण प्रणाली	क) कोटेश्वर-टेहरी पुलिंगप्वाइंट 400 कि.वो. डी/सी लाइन ख) टेहरी पी.पी. में टेहरी-मेरठ का लिलो ग) टेहरी पी.पी-मेरठ 2×एस/सी पर 50% की श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति घ) टेहरी जी.आई.एस पुलिंग स्टेशन
12	उत्तरी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-IV	क) उत्तरी क्षेत्र प्रणाली में एस.वी.सी. समर्थन का प्रावधान (क्षतिपूर्ति की कुल मात्रा, उसके आकार और स्थान का आगे अध्ययनों के पश्चात पता लगाया जाएगा)
13	आरएपीपी-5 एवं 6 से संबंधित संचारण प्रणाली	क) आरएपीपी-कंकरोली 400 कि.वो. डी/सी ख) आरएपीपी-कोटा 400 कि.वो. एस/सी ग) कोटा 400/220 कि.वो. 3×250 मे.वा.ए. एस/एस घ) कंकरोली 400/220 कि.वो. 3×315 मे.वा.ए. एस/एस
14	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-V	क) भिवाड़ी में हिसार-जयपुर 400 कि.वो. का लिलो ख) भिवाड़ी-आगरा 400 कि.वो. डी/सी ग) भिवाड़ी-मोगा 400 कि.वो. डी/सी
15	रूड़की में प्रणाली सुदृढीकरण	क) रूड़की एस/एस में ऋषिकेश-मुजफ्फरपुर एस/सी लाइन के लिलो द्वारा रूड़की 1×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस की स्थापना

16	मोगा और अमृतसर में अतिरिक्त ट्रांसफॉर्मर	क) मोगा 400/220 कि.वो. 1×250 मे.वा.ए. (वृद्धि) तीसरा ट्रांसफॉर्मर ख) अमृतसर 400/220 कि.वो. 1×315 मे.वा.ए. (वृद्धि) तीसरा ट्रांसफॉर्मर
17	उ. क्षेत्र के लिए ताला संचारण प्रणाली	क) गोरखपुर-लखनऊ (नया) 400 कि.वो. डी/सी ख) लखनऊ (नया) - उन्नाव 400 कि.वो. डी/सी ग) बरेली-मंडोला 400 कि.वो. डी/सी घ) महारानी बाग 2×डी/सी में 400 कि.वो. दादरी-समयपुर डी/सी लाइन का लिलो ड.) गोरखपुर (नया)-गोरखपुर (उ.प्र.) अंतः संयोजन 400 कि.वो. डी/सी च) 2×63 मे.वा.ए. एल/आर के साथ गोरखपुर 1×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस (नया) छ) नया लखनऊ 1×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस (नया) ज) महारानी बाग 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस (नया)
18	उ. क्षेत्र में ताला पूरक संचारण प्रणाली	क) अमृतसर में जालंधर-अमृतसर 400 कि.वो. एस/सी लाइन और 400/220 कि.वो. 1×315 मे.वा.ए. एस/एस ख) बवाना-भिवानी 400 कि.वो. लाइन के लिलो द्वारा बहादुरगढ़ 400/220 कि.वो. 1×315 मे.वा.ए. एस/एस ग) गोरखपुर में दूसरा 315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. ट्रांसफॉर्मर
19	आरएपीपी 5 एवं 6 से संबंधित पूरक संचारण प्रणाली	क) कोटा-मेरठा 400 कि.वो. डी/सी ख) कंकरोली-जोधपुर 400 कि.वो. एस/सी
20	उ. क्षेत्र में कहलगाँव-II चरण-I (2×500 मे.वा.) और फेज-II (1×500 मे.वा.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) बलिया-मऊ 400 कि.वो. डी/सी ख) श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ बलिया-लखनऊ (पा. ग्रिड) 400 कि.वो. डी/सी ग) लखनऊ (पा. ग्रिड) बरेली (पा. ग्रिड) 400 कि.वो. डी/सी

### 6.7.2 पश्चिमी क्षेत्र

पश्चिमी क्षेत्र में 10वीं योजना के दौरान लाभ के लिए निम्नलिखित अंतर-राज्यीय संचारण स्कीमों की योजना तैयार की गई थी :

क्र.सं.	स्कीमों का नाम	विवरण
---------	----------------	-------



1.	टीएपीपी 3 एवं 4 से संबंधित संचारण प्रणाली	क) तारापुर-बोइसर 400 कि.वो. डी/सी ख) टीएपीपी (विस्तार)-बोइसर 220 कि.वो. एस/सी (विद्युत के प्रारंभ के लिए) ग) तारापुर-पाड़गे 400 कि.वो. डी/सी घ) वापी (पा. ग्रिड) में गंधार-पाड़गे 400 कि.वो. एस/सी का लिलो ड.) बोइसर (पा. ग्रिड) में गंधार-पाड़गे 400 कि.वो. एस/सी का लिलो च) वापी (पा. ग्रिड) 2x315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस छ) बोइसर (पा. ग्रिड) 2x315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस
2.	रायपुर-भद्रावती 400 कि.वो. डी/सी	क) रायपुर-भद्रावती 400 कि.वो. डी/सी
3.	भद्रावती-चंद्रपुर 400 कि.वो. डी/सी	क) भद्रावती-चंद्रपुर 400 कि.वो. डी/सी
4.	विध्याचल-III (2x500 मे.वो.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) विध्याचल-सतना-बिना 400 कि.वो. डी/सी ख) रायगढ़ में राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो ग) बिना (पा. ग्रिड) में सतना-बिना (एमपीएसईबी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो छ) रायगढ़ 2x315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस ड.) बिना (पा. ग्रिड) 400/220 कि.वो. स्विचिंग उप-केंद्र
5.	विध्याचल-कोरबा 400 कि.वो. एस/सी लाइन (दूसरा सर्किट)	क) विध्याचल-कोरबा 400 कि.वो. एस/सी लाइन (दूसरा सर्किट)
6.	बिना-नागदा 400 कि.वो. डी/सी लाइन	क) बिना-नागदा 400 कि.वो. डी/सी लाइन
7.	सिपत-I (3x660 मे.वो.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) सिपत-सिओनी 765 कि.वो. 2x एस/सी ख) सिओनी-खंडवा 400 कि.वो. डी/सी (क्वाड एएसी) ग) नागदा-देहगाम 400 कि.वो. डी/सी घ) सिपत 400 कि.वो. डी/सी में कोरबा-रायपुर का लिलो ड.) सिओनी 400 कि.वो. डी/सी में सतपुड़ा-भिलाई का लिलो च) राजगढ़ में एस. सरोवर-नागदा 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो छ) सिओनी 7x500 मे.वा.ए. 765/400 कि.वो. और 2x315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो.

		एस/एस ज) राजगढ़ 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस
8.	सिपत-II (2×500 मे.वा.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) खंडवा-राजगढ़ 400 कि.वो. डी/सी ख) बिना-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी (प्रारंभिक प्रचालन 400 कि.वो. पर) ग) सिओनी 765/400 कि.वो. 3×50 मे.वा.ए. (वृद्धि) घ) भाटापारा में 400 कि.वो. कोरबा-रायपुर 400 कि.वो. लाइन का लिलो ड.) भारापारा 2×315 मे.वा.ए. 400×220 कि.वो. एस/एस
9.	सिपत रायपुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन	क) सिपत-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी
10.	गंधार-II से संबंधित संचारण प्रणाली (1350 मे.वो.)	क) गंधार (एनटीपीसी)-राजकोट (जीईबी) 400 कि.वो. डी/सी ख) गंधार (एनटीपीसी)-क्वास 400 कि.वो. डी/सी ग) सजलपुर में बिना-नागदा 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो छ) सजलपुर में 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. उपकेंद्र की स्थापना
11.	कवास-II से संबंधित संचारण प्रणाली (1350 मे.वा.)	क) कवास-II-वापी (पा.ग्रिड) 400 कि.वो. डी/सी क्वाड ख) वापी (पा. ग्रिड)-नवी मुंबई 400 कि.वो. डी/सी ग) नवी मुंबई में लोनीखंड-कलवा 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो घ) वापी (पा. ग्रिड)-खडोली (डीएनएच) 220 कि.वो. डी/सी ड.) नवी मुंबई में 400/220 कि.वो. 2×315 मे.वा.ए. एस/एस की स्थापना (यदि पर्याप्त भूमि उपलब्ध न हो तो जीआईएस) च) नवी मुंबई में आप्टा-कलवा और खारघर-कंडल-गाँव 220 कि.वो. डी/सी लाइनों का लिलो (लिलो कार्य एमएसईपी के पूर्वदर्शनाधीन है, 220 कि.वो. खंड प्रावधान नवी मुंबई में पीजीसीआईएल द्वारा) छ) वापी में 400/220 कि.वो. 1×315 मे.वा.ए. तीसरे ट्रांसफॉर्मर की स्थापना
12.	क्षेत्रीय वापी 400/220 कि.वो. एस/एस से डीएनएच	क) वापी (पा. ग्रिड) के बीच बहु-सर्किट 2×डी/सी लाइन का विनिर्माण और भिलाड-

	और दमन और दीव तक सीधी लिंकेज उपलब्ध कराना	खरदपाडा और भिलाड-मगरवाडा से 220 कि.वो. लाइनों का संरेखण, जिसके द्वारा भिलाड में दोनों लाइनों की बायपास द्वारा वापी (पा. ग्रिड) - मगरवाडा 220 कि.वो. डी/सी और वापी (पा. ग्रिड)- खरगपाडा 220 कि.वो. डी/सी लाइन का सृजन किया गया)
13.	सिपत-II पूरक संचारण स्कीम	क) सिओनी-वर्धा, 765 कि.वो. एस/सी लाइन (प्रारंभ में 400 कि.वो. पर प्रचलित) ख) वर्धा-अकोला, 400 कि.वो. डी/सी लाइन ग) अकोला-औरंगाबाद, 400 कि.वो. डी/सी

### 6.7.3 दक्षिणी क्षेत्र

दक्षिणी क्षेत्र में 10वीं योजना के दौरान लाभ के लिए निम्नलिखित अंतर-राज्यीय संचारण स्कीमों की योजना तैयार की गई।

क्र.सं.	स्कीम का नाम	विवरण
1.	द. क्षेत्र में तलचर-II निष्क्रमण प्रणाली, जो कोलार से विद्युत वितरण के लिए 400 कि.वो. प्रणाली है।	क) कोलार-हुडी 400 कि.वो. डी/सी ख) कोलार-चेन्नई (श्रीपेरम्बदूर) 400 कि.वो. एस/सी ग) कोलार-होसूर-सलेम 400 कि.वो. एस/सी घ) सलेम-उदुमालपेर 400 कि.वो. एस/सी ड.) कोलार में कुडापा-सोमनहल्ली का लिलो च) हुसूर 2×315 मे.वो. में 400 कि.वो. एस/एस छ) कोलार एस/एस 2×315 मे.वा.ए. में 400 कि.वो.
2.	नागार्जुन सागर-कुडापा और गूटी-निलमंगला 400 कि.वो. लाइन पर श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	क) गूटी-बैंगलोर 400 कि.वो. 2×एस/सी और नागार्जुन सागर-कुडापा 400 कि.वो. डी/सी दोनों सर्किटों पर 50% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति
3.	कईगा-नरेंद्र 400 कि.वो. डी/सी	क) कईगा-नरेंद्र 400 कि.वो. डी/सी
4.	नरेंद्र 400/220 कि.वो. एस/एस की स्थापना	क) नरेंद्र में 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस की स्थापना
5.	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-IV	क) महबूबनगर में नागार्जुन सागर-रायचूर 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो ख) एलामेट्टी 400 कि.वो. एस/एस में निल्लोर श्रीपेरम्बदूर 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो
6.	नीलमंगला-मैसूर संचारण प्रणाली	क) नीलमंगला-मैसूर 400 कि.वो. डी/सी लाइन ख) मैसूर 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. एस/एस

7.	मदुरई-तिरुअनंतपुरम	क) मदुरई-तिरुअनंतपुरम 400 कि.वो. डी/सी लाइन ख) तिरुअनंतपुरम 400/220 कि.वो. 2×315 मे.वा.ए. उपकेंद्र
8.	रामागुन्डम से संबंधित संचारण प्रणाली-III	क) रामागुन्डम-हैदराबाद 400 कि.वो. डी/सी लाइन ख) हैदराबाद-कुरुनूल-गुट्टी 400 कि.वो. एस/सी लाइन ग) खम्मम-नागार्जुन सागर 400 कि.वो. एस/सी लाइन घ) गुट्टी-नीलमंगला 400 कि.वो. एस/सी लाइन
9.	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण प्रणाली-V	क) मुनिराबाद, कुडापा, गुट्टी, खम्मम, गाजुवाका में 1×315 मे.वा.ए. और कोलार 400 कि.वो. उपकेंद्रों पर 3×167 मे.वा.ए. द्वारा ट्रांसफॉर्मर क्षमता की वृद्धि ख) निल्लोर 400 कि.वो. एस/एस में 1×80 मे.वा.ए. आर.बस रिक्टर
10.	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-III	क) रायचूर-गुट्टी 400 कि.वो. डी/सी (क्वाड) लाइन ख) नीलमंगला-सोमनाहल्ली 400 कि.वो. डी/सी
11.	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-VI	क) वेमागिरी 400 कि.वो. एस/एस में गाजुवाका-विजयवाड़ा 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो. ख) विजयवाड़ा में 1×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. का दूसरा ट्रांसफॉर्मर

#### 6.7.4 पूर्वी क्षेत्र

पूर्वी क्षेत्र में 10वीं योजना के दौरान लाभ के लिए निम्नलिखित अंतर-राज्यीय संचारण स्कीमों की योजना तैयार की गई।

क्र.सं.	स्कीम का नाम	विवरण
1.	मेल्ली में सिलीगुड़ी-गंगटोक 132 कि.वो. लाइन का लिलो	क) मेल्ली में सिलीगुड़ी-गंगटोक 132 कि.वो. डी/सी लाइन के एक सर्किट का लिलो
2.	इंद्रावती ओएचपीसी में दूसरे आईसीटी की स्थापना	क) इंद्रावती 1×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. दूसरा ट्रांसफॉर्मर (वृद्धि)
3.	गंगटोक में रंगित सिलीगुड़ी का लिलो	क) गंगटोक में 132 कि.वो. रंगित-सिलीगुड़ी के एक सर्किट का लिलो
4.	ताला संचारण प्रणाली (पू. क्षेत्र)	क) भूटान-बार्डर से सिलीगुड़ी 400 कि.वो. 2×डी/सी

		ख) सिलीगुडी-पुर्णिया 400 कि.वो. क्वाड डी/सी ग) पुर्णिया-मुज्जफरपुर 400 कि.वो. क्वाड डी/सी घ) 220 कि.वो. एस/एस के अंतर-संयोजन के साथ मुज्जफरपुर 400 कि.वो. एस/एस
5.	तीस्ता-V से संबंधित संचारण प्रणाली	तीस्ता-सिलीगुडी 400 कि.वो. डी/सी
6.	पू. क्षेत्र के लिए ताला पूरक स्कीम	क) बिहारशरीफ-मुज्जफरपुर 400 कि.वो. डी/सी-129 किमी. ख) सुभाषग्राम में 2×315 मे.वा.ए., 400/220 कि.वो. एस/एस ग) सिलीगुडी में दूसरा 315 मे.वा.ए., 400/220 कि.वो. आईसीटी
7.	पू. क्षेत्र में कहलगाँव-II चरण-I (2×500 मे.वो.) और चरण-II (1×500 मे.वो.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) कहलगाँव-पटना 400 कि.वो. डी/सी क्वाड ख) मैथॉन (पा. ग्रिड)-राँची 400 कि.वो. डी/सी ग) 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. पटना एस/एस घ) 2×315 मे.वा.ए. 400/220 कि.वो. राँची उपकेंद्र

#### 6.7.5 अंतर क्षेत्रीय स्कीमें

10वीं योजना के दौरान लाभ को लिए निम्नलिखित अंतर क्षेत्रीय-संचारण स्कीमों की योजना बनाई गई :

क्र.सं.	स्कीम का नाम	विवरण
1.	पू. क्षेत्र-प. क्षेत्र अंतः संयोजन	क) राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी ख) राउरकेला-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी पर टीसीएससी
2.	पू. क्षेत्र-उ. क्षेत्र अंतः संयोजन	क) सासाराम एचवीडीसी सहपृष्ठीय 500 मे.वो. ख) बिहारशरीफ-सासाराम 400 कि.वो. डी/सी ग) सासाराम-इलाहाबाद 400 कि.वो. डी/सी
3.	तलचर-II निष्क्रमण प्रणाली	क) तलचर-कोलार 2000 मे.वो. एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन ख) तलचर-कोलार एचवीडीसी द्वि-ध्रुवीय लाइन की क्षमता 2000 मे.वा. से बढ़ाकर 2500 मे.वो. करना
4.	पू. क्षेत्र-द. क्षेत्र लिंक सुदृढीकरण	क) गाजुवाका में दूसरा 500 मे.वो. एचवीडीसी सहपृष्ठ ख) गाजुवाका को बढ़ी हुई संचारण क्षमता के लिए पू. क्षेत्र में 400 कि.वो. लाइनों के श्रृंखलाबद्ध कैपेसिटर

5.	ताला संचारण प्रणाली के साथ पू. क्षेत्र-उ. क्षेत्र अंतः संयोजन	क) टीसीएससी के साथ मुज्जफरपुर-गोरखपुर 400 कि.वो. क्वाड डी/सी
6.	कहलगाँव-II चरण-I (2×500 मे.वो. और चरण-II (1×500 मे.वो.) की संबंधित संचारण प्रणाली	क) पटना-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड ख) बिहारशरीफ-बलिया 400 कि.वो. डी/सी क्वाड ग) 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति के साथ रॉची-सिपत 400 कि.वो. डी/सी घ) आगरा-ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी (प्रारंभ 400 कि.वो. से प्रचालनरत)

#### 6.8 अंतः राज्यीय संचारण कार्यक्रम

राज्य युटीलिटियों की भावी भार वृद्धि को पूरा करने के लिए राज्य/निजी/केंद्रीय क्षेत्रों के अंतर्गत उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि की योजना बनाई जा रही है। विद्युत अधिनियम 2003 के अनुसार अंतः राज्यीय संचारण नेटवर्क का विकास संबंधित राज्य संचारण युटीलिटी का उत्तरदायित्व है। क्षेत्रीय ग्रिडों और राष्ट्रीय ग्रिड के एक भाग के रूप में, जिसमें क्षेत्रीय ग्रिड प्रणालियों में बैक-अप नेटवर्क के साथ अंतर-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली शामिल है, 400 कि.वो. और इससे अधिक पर ग्रिड नेटवर्क में सुदृढीकरण की आवश्यकता अब से अंतर-राज्यीय प्रणालियों के अंतर्गत शामिल होगी और अंतः राज्यीय प्रणाली के लिए 400 कि.वो. और इससे अधिक का नेटवर्क केवल विशिष्ट मामलों में ही अपेक्षित होगा। अंतः राज्यीय नेटवर्क में 220 कि.वो. प्रणाली की आवश्यकता का समग्र 400 कि.वो. नेटवर्क योजना के साथ समन्वय करके पता लगाया गया है। अनुबंध 6.1 से 6.6 में 220 कि.वो. और इससे अधिक पर अंतर-राज्यीय और अंतः राज्यीय संचारण प्रणाली के लिए 10वीं योजना अवधि के लिए कुल संचारण कार्यक्रम और उपलब्धियाँ शामिल हैं।

\*\*\*\*\*

वर्ष 2002-03 के दौरान पूर्ण की गई संचारण लाइनों को दर्शाने वाला विवरण

Annex 6.1  
Page 1 of 4

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
<b>I. 400 के.वी. लाइनें</b>					
1	कोलार-अराकोनम (के.ए.आर. हिस्सा)	एस/सी	पावरग्रिड	161	जून.02
2	अराकोनम-चेन्नई (तमिलनाडु हिस्सा)	एस/सी	पावरग्रिड	45	जून.02
3	सिलीगुड़ी में बोंगईगांव-माल्दा (सर्किट-1) का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	10	जुलाई.02
4	रायपुर-कनकतुरा (प.क्ष. हिस्सा)	डी/सी	पावरग्रिड	456	सितं.02
5	पलक्काड-सलेम	एस/सी	पावरग्रिड	84	अक्टू.02
6	कोलार-हुडी	डी/सी	पावरग्रिड	102	अक्टू.02
7	कोलहापुर-मापुसा	डी/सी	पावरग्रिड	300	अक्टू.02
8	मैरठ-मंडुला	एस/सी	पावरग्रिड	120	दिसं.02
9	जमशेदपुर-राजकेला (द्वितीय सर्किट)	एस/सी	पावरग्रिड	130	दिसं.02
10	कोलार-होसार-पलक्काड	एस/सी	पावरग्रिड	181	फर.03
11	भिवानी में बरसी-वल्लभगढ़ का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	70	फर.03
12	कनकतुरा-राउरकेला (प.क्ष. हिस्सा)	डी/सी	पावरग्रिड	369	फर.03
13	विजयवाड़ा-उपलपाडु	डी/सी	पावरग्रिड	328	फर.03
14	उपलपाडु-नेल्लोर	डी/सी	पावरग्रिड	354	फर.03
15	नेल्लोर-श्रीपेरंबदुर	डी/सी	पावरग्रिड	378	फर.03
16	400 के.वी. विजाग एस/एस खम्भाम 400 के.वी. एस/एस	डी/सी	एपीटीएसको	730	मई.02
17	शिमागा-श्रीरामपुरा-नीलमंगला	डी/सी	केपीटीसीएल	520	मई.02

कुल 400 के.वी.

4338

**II. 220 के.वी. लाइनें**

1	इलाहाबाद-रेया रोड		पावरग्रिड	6	नवंबर.02
2	पुर्निया (नया)-पुर्निया	डी/सी	पावरग्रिड	2	नवंबर.02
3	मैरठ में मोदीपुरम-मुजफ्फरपुर का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	5	नवंबर.02
4	मैरठ में मोदीपुरम-सिभावली का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	19	जन.03
5	सिल्लीगुड़ी में बीरपाड़ा सिल्लीगुड़ी का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	5	फर.03
6	नेजिया-टीपीएस-मैथान (कल्याणेश्वरी)	डी/सी	डीवीसी	37	फर.03
7	गुटी-भोगसमुद्रम के दूसरे सर्किट का सुदृढीकरण	डी/सी	एपीटीएसको	112	फर.03
8	कोडूर-रेनीगुटा के दूसरे सर्किट का सुदृढीकरण	डी/सी	एपीटीएसको	45	मई.02
9	भोगसमुद्रम-ताडीपत्री	डी/सी	एपीटीएसको	52	मई.02
10	रेनी गुटा-चिन्नूर (दूसरे सर्किट का सुदृढीकरण)	एस/सी on डी/सी	एपीटीएसको	19	जून.02
11	वेमागिरी एसडब्ल्यू स्टेशन-बोमूर एस/एस	डी/सी	एपीटीएसको	86	जून.02
12	वेमागिरी एसडब्ल्यू स्टेशन तक-बोमूर-विजेश्वरम का लिलो	डी/सी	एपीटीएसको	8	जुलाई.02
13	पेड्डापूरम एसडब्ल्यू स्टेशन-वेमागिरी एसडब्ल्यू स्टेशन	डी/सी	एपीटीएसको	5	जुलाई.02
14	रामपेछोडावरम तक लोअर सिलेरू-बोमूर का लिलो	डी/सी	एपीटीएसको	82	अगस्त.02
15	रामपेछोडावरम जगत्पाल एस/सी ऑन डी/सी	एस/सी on डी/सी	एपीटीएसको	15	अगस्त.02
16	ममिदीपल्ली-येंद्रमेलारम	एस/सी on डी/सी	एपीटीएसको	66	सितं.02
17	शिवराम पल्ली तक ममीदपल्ली-गाचीबोवली का लिलो	एस/सी on डी/सी	एपीटीएसको	63	अक्टू.02
18	केटीएस-मन्नगुरू (दूसरे सर्किट का सुदृढीकरण)	डी/सी	एपीटीएसको	5	नवंबर.02
19	विजाग 400 के.वी. एस/एस-विजाग डेयरी फार्म 220 के.वी. एस/एस डी/सी	डी/सी	एपीटीएसको	50	दिसं.02
20	विजाग 400 के.वी. एस/एस-विजाग डेयरी फार्म 220 के.वी. एस/एस डी/सी	डी/सी	एपीटीएसको	104	मार्च.03
21	केज-1 और केज-11 कोरवा (पू.) के बीच अंतःसंयोजन	डी/सी	एपीटीएसको	600	मार्च.03
22	मिलाद-खारापाड़ा	डी/सी	सीएसईडी	5	नवंबर.02
23	मिलाद-मगरपाड़ा	डी/सी	दमन	12	दिसं.02
24	एसओडब्ल्यू-कश्मीरी गेट	डी/सी	डीएनएच	40	मार्च.03
25	बमनौली-नारायणा	डी/सी	डीवीसी	12	दिसं.02
26	बवाना में नजफगढ़-नरेला का लिलो	डी/सी	डीवीसी	34	दिसं.02
27	सरिता विहार में आई पी विस्तार-बीटीपीएस का लिलो	डी/सी	डीवीसी	3.6	दिसं.02
28	कोवेल तिवियम	डी/सी	डीवीसी	0.4	दिसं.02
29	कासोड (कारमसद)-मोभा	डी/सी	इलेक्ट्रिक गोवा	50	नवंबर.02
30	जीएसईसी (हजीरा)-किम	डी/सी	जीएसईसी	10	नवंबर.02
31	संखरी-जोतना	डी/सी	जीएसईसी	105	जून.02
32		डी/सी	जीएसईसी	95	अगस्त.02
33		डी/सी	जीएसईसी	66	अगस्त.02
34		डी/सी	जीएसईसी	266	

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
31	बारकोटे में 220 केबी के रिगाली- तारकरा का सर्किट- लिलो	डी/सी	ग्रिडको	4	अप्रैल 02
32	खेदारी-माजरी (दूसरा सर्किट)	डी/सी	एचपीएसईबी	35	दिस.02
33	महेन्द्रगढ़ में दादनी-नरनोल का लिलो	डी/सी	एचवीपीएन	4	अक्टू 02
34	फतेहाबाद में नरवाना-सिरसा एस/सी का लिलो	डी/सी	एचवीपीएन	21	जनवरी 03
			एचवीपीएन	25	
35	शिमोगा-वराही में मंजूदा 110 किमी. के गलियारे	एस/सी	केपीटीसीएल	185	नव 02
36	गुटदूर में देवागिरी-हिरपुर का लिलो	डी/सी	केपीटीसीएल	53	नव 02
37	होनाली तक शिमोगा-देवागिरी का लिलो डी/सी		केपीटीसीएल	1	नव 02
38	मधुगिरी तक हिरपुर-जी.बी.नूर का लिलो	डी/सी	केपीटीसीएल	2	नव 02
39	धिरदुर्गा तक देवागिरी-हिरपुर का लिलो	डी/सी	केपीटीसीएल	8.5	जनवरी 03
			केपीटीसीएल	249.5	
40	पदांबी-नए कोयना के लिए पादंबा आपटा का लिलो	डी/सी	एमएसईबी	6	अप्रैल 02
41	मल्हारपुरी-वंकुशवाडी	डी/सी	एमएसईबी	36	अप्रैल 02
42	दस्तूरी में पोफाली-खंडलगांव का लिलो	डी/सी	एमएसईबी	28	अप्रैल 02
43	दौंडीचा-शहद	एस/सी on डी/सी	एमएसईबी	27	अप्रैल 02
44	परगांव तक टेपलाइन	डी/सी	एमएसईबी	2	अप्रैल 02
45	पिरानगुट तक टेपलाइन	डी/सी	एमएसईबी	2	अप्रैल 02
46	कोलहपुर-फोंडा	डी/सी	एमएसईबी	2	अप्रैल 02
47	कोलहपुर के लिए फोंडा-कोलहपुर का लिलो	MC & डी/सी	एमएसईबी	16	अप्रैल 02
48	धुगूस में पीएस से न. डब्ल्यूसीएल का लिलो	डी/सी	एमएसईबी	9	मई 02
49	करकम के लिए टेप लाइन	डी/सी	एमएसईबी	15	मई 02
			एमएसईबी	1	मई 02
			एमएसईबी	142	
50	मोघा-मकटेसर के दूसरे सर्किट का सुदृढीकरण	एस/सी	पीएसईबी	71	जून 02
51	सीएचटीपी-बजाखाना (प्रथम सर्किट का सुदृढीकरण)	डी/सी	पीएसईबी	29	सित 02
			पीएसईबी	100	
52	भारतपुर-धोलपुर	एस/सी on डी/सी	आरवीपीएन	75	अक्टू 02
53	सवाई माधोपुर में अंता-दौसा का लिलो	डी/सी	आरवीपीएन	14	नव 02
54	400 केबी मिवाडी जीएसएस (पीजी) तक अलवर-मिवाडी का लिलो	डी/सी	आरवीपीएन	8	फरवरी 03
			आरवीपीएन	97	
55	मनाली में ईटीपीएस-कोरसूर का लिलो		टीएनईबी	4	जून 02
56	400 के बी होरसूर एस/एस तक सिंगरापत-होस्सूर का लिलो	डी/सी	टीएनईबी	3	जुलाई 02
57	नैवेली में नैवेली-दिव्याकुर्वी का लिलो	डी/सी	टीएनईबी	9	सित 02
58	धनी-सेमबटो	एस/सी	टीएनईबी	66	सित 02
59	होसूर 230 केबी/एसएस (लोकेशन 101)-होसूर 400 केबी एस/एस	एस/सी	टीएनईबी	15	मार्च 03
			टीएनईबी	97	
60	सीबीगंज (बरेली)-हनुमान	एस/सी	यूपीपीसीएल	96	दिस.02
61	फतेहपुर-बांदा	एस/सी	यूपीपीसीएल	67	जून 02
62	इलाहाबाद कैट में इलाहाबाद-फतेहपुर (द्वितीय सर्किट) का लिलो	डी/सी	यूपीपीसीएल	9	जून 02
63	आरपीएच में उन्नाव-धनकी का लिलो	डी/सी	यूपीपीसीएल	15	दिस.02
64	साहिबाबाद-नोएडा	एस/सी	यूपीपीसीएल	8	दिस.02
			यूपीपीसीएल	195	



## 2002-03 के दौरान पूर्ण उप-केंद्रों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	उपकेंद्र का नाम	वोल्टेज अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमवीए)	पूर्ण होने का मास
---------	-----------------	----------------------------------	----------------------	-------------------	----------------------

## I. 400 केवी एसएस

1	वल्तमगढ (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त 02
2	इलाहाबाद (2x315) दूसरा टेरिफ	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त 02
3	जैपौर विस्तार (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	सितं. 02
4	सिलीगुडी (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	सितं. 02
5	कनेलार (4x167)	400/220	पावरग्रिड	500	सितं. 02
6	होस्सूर (2x315)	400/220	पावरग्रिड	630	सितं. 02 दिसं. 02
7	भिवानी (2x315)	400/220	पावरग्रिड	630	अक्टू. 02
8	मापुसा (2x315)	400/220	पावरग्रिड	630	दिसं. 02 फरवरी 03
9	धुले (आग.)		पावरग्रिड	3650	03
10	कोलहपुर (आग.)	400/220	एमएसईबी	315	मई 02
		400/220	एमएसईबी	315	मई 02
			एमएसईबी	630	
11	रतनगढ (3x315) दूसरा टेरिफ	400/220	आरबीपीएन	315	सितं. 02
12	सलेम	400/110	टीएनईबी	200	नवंबर 02
13	श्रीपेरमबदूर	400/110	टीएनईबी	200	मार्च 03
			टीएनईबी	400	

कुल 400 केवी

4995

## II. 220 केवी/एसएस

1	पुर्निया (विस्तार) (1x100)	220/132	पावरग्रिड	100	सितं. 02
2	दुर्गापुर (दूसरा टेरिफ)	220/33	डीबीसी	50	फरवरी 03
3	येदुमेलाराम (दूसरा टेरिफ)	220/132	एपीट्रांसको	100	अप्रैल 02
4	कक्कीनाडा (दूसरा टेरिफ)	220/132	एपीट्रांसको	100	अप्रैल 02
5	मृतपुर (आग.)	220/132	एपीट्रांसको	100	अप्रैल 02
6	नारकेटपल्ली (आग.)	220/132	एपीट्रांसको	100	अप्रैल 02
7	पेदुराटी (अति टेरिफ)	220/132	एपीट्रांसको	100	अप्रैल 02
8	ताडीपट्टी	220/132	एपीट्रांसको	100	अगस्त 02
9	शिवराम पल्ली	220/132	एपीट्रांसको	100	अक्टू. 02
10	नाडयाल	220/132	एपीट्रांसको	100	अक्टू. 02
11	विजाग डेयरी फार्म (2x100) (प्रथम टेरिफ)	220/132	एपीट्रांसको	100	नवंबर 02
12	जगत्याल	220/132	एपीट्रांसको	100	नवंबर 02
13	मृयालामुडा	220/132	एपीट्रांसको	100	दिसं. 02
			एपीट्रांसको	100	मार्च 03
			एपीट्रांसको	1100	
14	कोरबा (ई.) पीएच (आग.) (1x160 द्वारा 1x100 का परि.)	220/132	सीएसईबी	60	अप्रैल 02
15	कोरबा (ई.) पीएच (आग.) (1x100 द्वारा 1x160)	220/132	सीएसईबी	60	जुलाई 02
16	उरला (आग.)	220/132	सीएसईबी	40	फरवरी 03
			सीएसईबी	160	
17	खरादपाडा (2x100)	220/66	डीएनएच-यूटी	200	दिसं. 02
18	मगरवाडा	220/66	डीएनएच-यूटी	150	मार्च 03
			डीएनएच-यूटी	350	
19	नारायणा (1x100)	220/33	डीवीबी	100	सितं. 02
20	ओखला (आग.)	220/33	डीवीबी	100	फरवरी 03
			डीवीबी	200	
21	तवीम (220 केवी तक उन्नयन)	220/110	ईडी गोवा	100	नवंबर 02
22	कशोड (आग.) (100 एमवीए द्वारा 50 का परि.)	220/66	जीईबी	50	मई 02
23	सरदारगढ	220/66	जीईबी	50	जुलाई 02
24	मोहवा (आग.) (2x50) (प्रथम टेरिफ)	220/66	जीईबी	50	सितं. 02
25	अनजर (आग.) (1x100 द्वारा 1x50 का परि.)	220/132	जीईबी	50	फरवरी 03
26	आगेयाल (हिम्मतनगर)	220/132	जीईबी	50	मार्च 03
			जीईबी	250	
27	बारकोटे	220/33	ग्रिडको	20	अप्रैल 02
28	मेरामुन्डाली	220/132	ग्रिडको	100	जुलाई 02
			ग्रिडको	120	

Annex 6.1

Page 4 of 4

क्र.सं.	उपकेन्द्र का नाम	मोटेज अनुपात (कैबी/कैवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमवीए)	पूर्ण होने का मास
29	यमुनानगर	220/66	एचवीपीएन	100	सितं.02
30	सोनीपत	220/132	एचवीपीएन	100	दिसं.02
31	मोहिंदरगढ़ (2x100) प्रथम टेरिफ	220/132	एचवीपीएन	100	जनवरी 03
32	फतेहाबाद (नई) (2x100) (प्रथम टेरिफ)	220/132	एचवीपीएन	100	फरवरी 03
33	सी आर नगर (2x100)	220/66	एचवीपीएन	400	
34	बिकोदी (हिमीथ टेरिफ)	220/110	केपीटीसीएल	200	मई 02
35	चितामणि (प्रथम टेरिफ)	220/66	केपीटीसीएल	100	अगस्त 02
36	चितामणि (दूसरा टेरिफ)	220/66	केपीटीसीएल	100	नव 02
37	मोपाल (अतिरिक्त)	220/66	केपीटीसीएल	500	नव 02
38	वानकुसमादी (2x50)	220/132	एमपीईबी	160	अगस्त 02
39	दलहौरी	220/33	एमएसईबी	100	अप्रैल 02
40	विखली	220/33	एमएसईबी	25	अप्रैल 02
41	परगांव	220/132	एमएसईबी	100	अप्रैल 02
42	धियूर (आग.)	220/33	एमएसईबी	25	अप्रैल 02
43	मुराद (आग.)	220/22	एमएसईबी	50	अप्रैल 02
44	अंबरनाथ- III	220/33	एमएसईबी	25	अप्रैल 02
45	वीटा (आग.)	220/33	एमएसईबी	50	अप्रैल 02
46	परगांव (आग.)	220/33	एमएसईबी	25	मई 02
47	सतारु एनआईबीसी	220/22	एमएसईबी	50	जुलाई 02
48	बनोसवादी	220/132	एमएसईबी	100	अगस्त 02
49	पिरानघाट	220/33	एमएसईबी	50	सितं.02
50	बारामती (आग.)	220/22	एमएसईबी	50	सितं.02
51	शहादा	220/33	एमएसईबी	25	सितं.02
52	हजरेन (1x100) (आग.)	220/110	एमएसईबी	100	सितं.02
53	पट्टी (आग.)	220/66	एमएसईबी	775	
54	करतारपुर (1x100) यू/सी	220/66	पीएसईबी	100	जून 02
55	बएनाला (आग.)	220/66	पीएसईबी	100	नव 02
56	मंडी गोविंद गढ़ (आग.) (तीसरा टेरिफ)	220/66	पीएसईबी	100	जनवरी 03
57	मीनमल (आग.)	220/66	पीएसईबी	500	जनवरी 03
58	निम्वाहेडा	220/132	आरवीपीएन	100	जनवरी 03
59	मीकानेर (आग.)	220/132	आरवीपीएन	100	दिसं.02
60	समायापुरम (1x50)	220/132	आरवीपीएन	50	जनवरी 03
61	बुलनापुर (विस्तार) (1x160 द्वारा 1x100 का परि.)	220/110	टीएनईबी	250	
62	गंदा	220/132	टीएनईबी	50	नव 02
63	आरपीएव (कनपुर) (2x60)	220/132	यूपीपीसीएल	60	सितं.02
64	अ.ग.मिदनापुर (2x160) प्रथम टेरिफ	220/33	यूपीपीसीएल	60	दिसं.02
		220/132	यूपीपीसीएल	120	जनवरी 03
			यूपीपीसीएल	240	
			यूपीपीसीएल	160	दिसं.02

## वर्ष 2003-04 के दौरान पूर्ण की गई संचारण लाइनों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
---------	--	------------------	-------------------	-----------------------------	-------------------

## I. 400 केवी लाइनें

1	तलचैर-मेरामुंदली	डी/सी	पावरग्रिड	102	अप्रैल-03
2	सलेम-उदमपलेट	एस/सी	पावरग्रिड	138	मई-03
3	आगरा (पीजीसीआईएल)- आगरा (यूपीपीसीएल)	डी/सी	पावरग्रिड	60	जून-03
4	चमेरा-1। में चमेरा-किशनपुर एस/सी का लिलो	एस/सी	पावरग्रिड	70	जून-03
5	पुर्निया (नई) डी/सी पर बांगईगांव मडिया (सर्किट 2) का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	122	नव-03
6	मेरामुंडली-जैपोर	एस/सी	पावरग्रिड	457	दिस-03
7	खम्माम-नागार्जुनसागर	एस/सी	पावरग्रिड	143	मार्च-03
8	हिरयूर पर देवांगिरी-हुडी (दानो) डी/सी का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	5	
			पावरग्रिड	1097	
9	बमनौली - बल्लभगढ़	डी/सी	डीटीएल	104	सित-03
10	एसएसएनएल-एमपी बोर्डर	डी/सी	जीईबी	122	मई-03
11	दहगव में वनाकबोरी-सोजा का लिलो	डी/सी	जीईबी	13	जुलाई-03
			जीईबी	135	
12	बसपा-1। नाथपा झाकडी (जेपी द्वारा प्राइ.)	डी/सी	एचपीएसईबी	114	मई-03
13	तेलागुप्पा पर लिंक लाइन	डी/सी	केपीटीसीएल	2	मई-03
14	इंदिरा सागर के लिए सतमुड़ा इंदौर लिलो	डी/सी	एचपीएसईबी	17	जनवरी-03
15	सोलापुर में कराद-पारली का लिलो	डी/सी	एचएसईबी	124	अगस्त-03
16	जेजुरी में लोनीखंड-न्यू कोयला का लिलो	डी/सी	एचएसईबी	21	मार्च-03
			एचएसईबी	145	
17	मेड़ता-मंदौर	एस/सी	आरवीपीएन	116	नव-03
18	जयपुर-मेड़ता	एस/सी	आरवीपीएन	213	जनवरी-03
			आरवीपीएन	329	
19	आरामबाग में केटीपीएस-दुर्गापुर एस/सी का लिलो	डी/सी	डब्ल्यूएसईबी	22	नव-03

कुल 400 केवी

1965

## III. 220 केवी लाइनें

1	पनकी-नबरता का लिलो	डी/सी	पीजीसीआईएल	30	
2	रंगानंदी-जीरो 132 केवी	एस/सी	पीजीसीआईएल	22	
			पीजीसीआईएल	52	
3	नमूर-बानापाथी	एस/सी on डी/सी	एचपीएसईबी	93	सित-03
4	पेडरा के लिए अमरकटक-कोरबा लिलो	डी/सी	सीएसईबी	7	मई-03
5	गुरु के लिए भिलाई-बरपूर सर्किट-1। का लिलो	डी/सी	सीएसईबी	13	फरवरी-04
			सीएसईबी	20	
6	भिलाई-मगरवाड़ा		डी एंड डी	19	दिस-03
7	तारापुर-नवसारी की टैपिंग के लिए लिलो	डी/सी	डी एंड डी	1	दिस-03
			डी एंड डी	20	
8	काथलगडी-देवमाली	एस/सी	DOP Arunachal	19	फरवरी-04
9	बवाना पर नरैला-नजफगढ़ लाइन का लिलो	डी/सी	डीटीएल	4	मार्च-03
10	जेरदा (कंसारी)-जंगराल	डी/सी	जीईबी	74	अक्टू-03
11	दोहज-एलएनजी पैट्रोनेट प्रथम सर्किट	डी/सी	जीईबी	8	नव-03
12	होल्वाड प्रथम सर्किट पर धारगादा-मोरबी का लिलो	डी/सी	जीईबी	10	नव-03
13	रनछाड़पुर (वदावी 400 केवी एस/एस) में छतराल-वीरगंज का लिलो	2X डी/सी	जीईबी	14	फरवरी-04
14	नानीखाकड़-चितरोड	डी/सी	जीईबी	277	फरवरी-04
15	अकरीमोता-नखतराना	डी/सी	जीईबी	228	फरवरी-04
16	मोरबी-चितरोड	DCSS	जीईबी	73	मार्च-04
			जीईबी	684	
17	कोवेल-पोडा	डी/सी	गोवा	82	मई-03

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
18	दादरी (बीबीएमबी)-मोहिंदरगढ़	एस/सी on डी/सी	एचवीपीएन	41	अप्रैल-03
19	हिसार (पीजीसीआईएल)-फतेहाबाद	डी/सी	एचवीपीएन	130	जुलाई-03
20	टेपला (2xडीसी) पर पंचकुला शाहबाद का तिलो	डी/सी	एचवीपीएन	2	नव-03
21	फतेहाबाद-रानिया	एस/सी on डी/सी	एचवीपीएन	61	नव-03
22	कैथल-चीका	एस/सी on डी/सी	एचवीपीएन	40	नव-03
23	अंबेवाडी-नरेन्द्र	डी/सी	एचवीपीएन	274	
24	चित्रदुर्गा में देवागिरी-हिरपुर- देवागिरी का तिलो	डी/सी	केपीटीसीएल	112	नव-03
25	कादरा-कारवाड	डी/सी	केपीटीसीएल	10	नव-03
		डी/सी	केपीटीसीएल	55	फरवरी-04
			केपीटीसीएल	177	
26	बाणसागर टॉन्स-रेवा	डी/सी	एमपीईबी	97	अक्टू-03
27	पंडुरना के लिए सराय-कलमेश्वर (अंबाजारी) का तिलो	डी/सी	एमपीईबी	1	दिसं-03
			एमपीईबी	98	
28	कोल्हापुर-सावतवाडी	एस/सी on डी/सी	एमएसईबी	122	अप्रैल-03
29	कालहापुर-इछनकराजी	डी/सी	एमएसईबी	26	अप्रैल-03
30	कापरखेडा-कोमेवादा	डी/सी	एमएसईबी	236	अप्रैल-03
31	औरंगाबाद-11- धितगांव	डी/सी	एमएसईबी	42	अप्रैल-03
32	तेमघर एस/सी एक पडघे-कोलरचेम डी/सी तिलो	डी/सी	एमएसईबी	2.0	अप्रैल-03
33	अंबरनाथ-11 सर्किट पर टैप		एमएसईबी	1.0	अप्रैल-03
34	पनवल (ओएनजीसी)-पनवल टीएसएस		एमएसईबी	2.0	अप्रैल-03
35	पडघे-बोडसर (द्वितीय सर्किट) का सुदृढीकरण		एमएसईबी	41	मई-03
36	टीएसएसआईएल के लिए कालवा-दुबे तिलो	डी/सी	एमएसईबी	2	जुलाई-03
37	औरंगाबाद-जालना	डी/सी	एमएसईबी	170	जनवरी-04
38	सोलापुर (लंबोबी) 400 केवी उप केन्द्र के लिए एस/सी लाइन	एम/सी	एमएसईबी	51	फरवरी-04
39	मूल में आरती-बदिलोली का तिलो	डी/सी	एमएसईबी	66	मार्च-04
			एमएसईबी	761	
	करतारपुर में 220 केवी नाकोदर 400 केवी एस/एस जालंधर (पीजीसीआईएल)	डी/सी	पीएसईबी	1	अप्रैल-03
40	लाइन एक सर्किट का तिलो				
41	नाकोदर-400 केवी एस/एस जालंधर (पीजीसीआईएल) प्रथम सर्किट	एस/सी on डी/सी	पीएसईबी	36	अप्रैल-03
42	काहारा में जीजीएसएसटीपी-साहनीवाल का तिलो	डी/सी	पीएसईबी	6	जुलाई-03
43	फतेहगढ़ चूरियन-सिविल लाइन्स अमृतसर (द्वितीय सर्किट का सुदृढीकरण)	डी/सी	पीएसईबी	23	जनवरी-04
44	बाजाराणा में मोगा-मुक्तसर के एक सर्किट का तिलो	डी/सी	पीएसईबी	48	जनवरी-04
45	नाकोदर-400 केवी एस/एस जालंधर (पीजीसीआईएल) प्रथम सर्किट	एस/सी on डी/सी	पीएसईबी	36	मार्च-04
			पीएसईबी	150	
46	मेड़ता-भोपालगढ़	एस/सी	आरवीपीएन	57	मई-03
47	पाली में जोधपुर-भीलवाड़ा का तिलो	डी/सी	आरवीपीएन	19	मई-03
48	हीरपाड़ा अजमेर लाइन के एलाइनमेंट के लिए लाइन	डी/सी	आरवीपीएन	8	मार्च-04
			आरवीपीएन	84	
49	भेटदूर-होसर डी/सी	डी/सी	टीएनईबी	245	जून-03
50	विन्नामंगलम-होसर 400 केवी	एस/सी	टीएनईबी	100	फरवरी-04
51	एनसीटीपीएस-तदियारपट एस/एस (द्वितीय सर्किट)	एस/सी	टीएनईबी	9	फरवरी-04
52	विन्नामंगलम-कोमन प्वाइंट	एस/सी	टीएनईबी	84	फरवरी-04
53	सिखन्मनगली-विलुप्परम	एस/सी	टीएनईबी	70	मार्च-04
			टीएनईबी	508	
54	हरदोई आरडी पर सरोजनीनगर-सीतापुर का तिलो	डी/सी	यूपीपीसीएल	2	अप्रैल-03
55	400 केवी बरेली पर सीबी गंज-हल्दानी का तिलो	डी/सी	यूपीपीसीएल	11	अप्रैल-03
56	बरेली (400 केवी)-शाहजहापुर	एस/सी	यूपीपीसीएल	90	अगस्त-03
			यूपीपीसीएल	103	
57	आरामबाग में एसटीपीएस-हावड़ा के द्वितीय सर्किट का तिलो	डी/सी	डब्ल्यूएसईबी	1	दिसं-03
58	जीरत-रिसरा	डी/सी	डब्ल्यूएसईबी	140	नव-03
59	दोमजूर में एसटीपीएस-हावड़ा का तिलो	2xडी/सी	डब्ल्यूएसईबी	10	नव-03
60	आरामबाग -रिशरा	एस/सी	डब्ल्यूएसईबी	71	फरवरी-04
61	कासबा-लक्ष्मीकांतपुर	डी/सी	डब्ल्यूएसईबी	107	फरवरी-04
			डब्ल्यूएसईबी	329	

## 2003-04 के दौरान पूर्ण उप-केन्द्रों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	उपकेन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेसी	क्षमता (एमवीए)	पूर्ण होने का मास
<b>I. 400 केवी एस/एस</b>					
1	मेरठ (3X315) 3सरा ट्रांस.	400/220	पावरग्रिड	315	अप्रैल-03
2	पुर्निया (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टू-03
3	हिरपुर (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	मार्च-04
4	बिहारशरीफ विस्तार (1x315)	400/220	पावरग्रिड	315	मार्च-04
5	बमनीली (1x315) (दूसरा)	400/220	पावरग्रिड	1260	
6	तालागुप्पा (प्रथम टैरिफ)	400/220	डीटीएल	315	मई-03
7	तालागुप्पा (2x315)	400/220	केपीटीसीएल	315	मई-03
8	हुडी (अतिरिक्त) (3x167)	400/220	केपीटीसीएल	315	सित्त-03
		400/220	केपीटीसीएल	500	मार्च-04
9	न्यू कोयना (अतिरिक्त)	400/220	केपीटीसीएल	1130	
10	खारगढ़ (2x315)	400/220	एनएसईबी	315	अप्रैल-03
11	सोलापुर	400/220	एनएसईबी	315	अप्रैल-03
12	नागोयाने (अति.)	400/220	एनएसईबी	500	सित्त-03
		400/220	एनएसईबी	315	दिस-03
13	रतनगढ़ (तीसरा ट्रांस.)	400/220	एनएसईबी	1445	
	<b>कुल 400 केवी</b>		<b>आरबीपीएन</b>	<b>315</b>	<b>मई-03</b>

4465

**III. 220 केवी एस/एस**

1	साताकाटी (दूसरा ट्रांस.) (1x50)	220/132	पावरग्रिड	50	अगस्त-03
2	रेनीगुंटा (तीसरा ट्रांस.)	220/132	एपी ट्रांसको	100	मई-03
3	रामपंचोडवरम	220/33	एपी ट्रांसको	31	जून-03
4	अर्नतपुर (तीसरा ट्रांस.)	220/132	एपी ट्रांसको	100	अगस्त-03
5	ओनगोल (तीसरा ट्रांस.)	220/132	एपी ट्रांसको	100	अगस्त-03
6	खम्माम (दूसरा ट्रांस.)	220/132	एपी ट्रांसको	100	अगस्त-03
7	वानापाखी	220/33	एपी ट्रांसको	100	दिस-03
8	दुस्रोद (दूसरा ट्रांस.)	220/132	एपी ट्रांसको	100	दिस-03
9	बुविदामपाडु दूसरा ट्रांस.	220/132	एपी ट्रांसको	100	जनवरी-04
10	पेडरा रोड (1x160)	220/33	एपी ट्रांसको	731	
11	राजगढ़ आग. 160एमवीए	220/132	सीएसईबी	100	मई-03
12	उरला	220/132	सीएसईबी	160	अगस्त-03
		220/132	सीएसईबी	40	मार्च-04
13	भगरवाड़ा	220/66	सीएसईबी	300	
14	पम्पनकला-I (तीसरा ट्रांस.)	220/132	डीटीएल	150	दिस-03
15	सब्जीमंडी	220/33	डीटीएल	100	अगस्त-03
16	पटपडगंज (रिप.) (100-50 एमवीए)	220/33	डीटीएल	50	जनवरी-04
17	मोरबी (1x200 द्वारा 1x200 का रिप.)	220/66	डीटीएल	250	
18	अंजर	220/132	जीईबी	50	अगस्त-03
19	देवधर	220/66	जीईबी	50	अगस्त-03
20	जंगराल	220/66	जीईबी	50	दिस-03
21	नामीखाकन	220/66	जीईबी	100	दिस-03
22	आगियोल (आग.)	220/66	जीईबी	100	दिस-03
23	हत्वाड	220/66	जीईबी	50	फरवरी-04
		220/66	जीईबी	100	फरवरी-04
24	यमुनानगर (दूसरा ट्रांस.)	220/66	जीईबी	500	
25	मोहिंदर गढ़ (दूसरा ट्रांस.)	220/132	एचवीपीएन	100	अप्रैल-03
26	बादशाहपुर (1x100 द्वारा 1x45 एमवीए का रिप.)	220/132	एचवीपीएन	100	मई-03
27	मिवानी (तीसरा ट्रांस.)	220/66	एचवीपीएन	55	मई-03
28	फत्तेहाबाद (दूसरा ट्रांस.)	220/132	एचवीपीएन	100	जुलाई-03
29	चीका (प्रथम ट्रांस.)	220/132	एचवीपीएन	100	अगस्त-03
30	टेपला प्रथम	220/66	एचवीपीएन	100	अगस्त-03
31	रोहतक दूसरा ट्रांस.	220/132	एचवीपीएन	100	दिस-03
32	पंचकुला दूसरा ट्रांस.	220/132	एचवीपीएन	100	जनवरी-04
33	रानिया प्रथम ट्रांस.	220/132	एचवीपीएन	100	जनवरी-04
			एचवीपीएन	955	

क्र. सं.	उपकेंद्र का नाम	वोटिंग अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमवीए)	पूर्ण होने का मास
34	मधुगिरी	220/66	केपीटीसीएल	100	अगस्त-03
35	मधुगिरी द्वितीय ट्रांस	220/66	केपीटीसीएल	100	नवंबर-03
36	होनाली	220/66	केपीटीसीएल	100	नवंबर-03
37	चित्रदुर्गा	220/66	केपीटीसीएल	200	नवंबर-03
38	कारवाड	220/110	केपीटीसीएल	100	मार्च-04
			केपीटीसीएल	600	
39	शोरनूर प्रथम ट्रांस	220/110	केएसईबी	100	नवंबर-03
40	निमरानी	220/132	एमपीएसईबी	160	मार्च-04
41	पंदूरना (1x160)	220/132	एमपीएसईबी	160	मार्च-04
			एमपीएसईबी	320	
42	कौलेवाडा (1X200+1x100+1X25)	220/132/33	एमएसईबी	25	अप्रैल-03
43	सार्वतकडी (1X50)	220/33	एमएसईबी	50	अप्रैल-03
44	चिटगांव (1x100+2x50)	220/132/22/33	एमएसईबी	50	अप्रैल-03
45	सोलापुर-II (बाले)	220/132	एमएसईबी	100	अप्रैल-03
46	तेमघर	220/33	एमएसईबी	50	अप्रैल-03
47	सत्तारा (एमआईडीसी) (दूसरा टेरिफ)	220/132	एमएसईबी	100	मई-03
48	दस्तुरी	220/132	एमएसईबी	25	मई-03
49	कौलेवाडा	220/132	एमएसईबी	200	जुलाई-03
50	कौलेवाडा	220/132	एमएसईबी	100	जुलाई-03
51	कडकम	220/33	एमएसईबी	25	जुलाई-03
52	बोईसर	220/132	एमएसईबी	150	जुलाई-03
53	जालना	220/33	एमएसईबी	25	अगस्त-03
54	अलेफादा	220/33	एमएसईबी	25	अगस्त-03
55	अलेफादा (25 से 50 एमवीए में उन्मयन)	220/33	एमएसईबी	25	अक्टूबर-03
56	हार्गल	220/132	एमएसईबी	200	दिसंबर-33
57	न्यू कोयना (आग.)	220/33	एमएसईबी	25	जनवरी-04
58	जालना न्यू	220/132	एमएसईबी	200	जनवरी-04
59	टेलको (आग.)	220/22	एमएसईबी	50	मार्च-04
			एमएसईबी	1425	
60	सुनाम (आग.) (दूसरा टेरिफ)	220/66	बीएसईबी	100	अप्रैल-03
61	धुबायन (आग.) (दूसरा टेरिफ)	220/66	बीएसईबी	50	जुलाई-03
62	बहादुरपुर (आग.) (दूसरा टेरिफ)	220/66	बीएसईबी	100	अगस्त-03
63	मुक्तसर (आग.) (तीसरा टेरिफ)	220/132	बीएसईबी	100	अक्टूबर-03
			बीएसईबी	350	
64	धोलपुर (1x100)(Rep 1x100 द्वारा 1x50 एमवीए के रिप.)	220/132	आरबीपीएन	50	मई-03
65	गोपालगढ़ (2x100) (प्रथम टेरिफ)	220/132	आरबीपीएन	100	मई-03
66	सवाई मधोपुर (1x100)	220/132	आरबीपीएन	100	मई-03
67	पाली (1x50)	220/132	आरबीपीएन	100	मई-03
68	जोधपुर (आग.)	220/132	आरबीपीएन	100	अगस्त-03
69	धोलपुर विस्तार	220/132	आरबीपीएन	100	जनवरी-04
			आरबीपीएन	550	
70	मनाली	230/110	टीएनईबी	100	अगस्त-03
71	तंजीर	230/110	टीएनईबी	100	नवंबर-03
			टीएनईबी	200	
72	जहांगीरबाद विस्तार (दूसरा टेरिफ)	220/132	यूपीपीसीएल	100	अप्रैल-03
73	गाजीपुर विस्तार (दूसरा टेरिफ)	220/132	यूपीपीसीएल	100	अप्रैल-03
74	हरदोई रोड (2x100) प्रथम टेरिफ	220/132	यूपीपीसीएल	100	अप्रैल-03
75	बांदा (आग. 100-60 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	40	अप्रैल-03
76	हरदोई रोड (1x100) दूसरा टेरिफ	220/132	यूपीपीसीएल	100	अक्टूबर-03
77	साहिबबाद विस्तार (आग.) (160-100 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	60	दिसंबर-03
78	मैनपुरी विस्तार (आग.) (100-60 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	40	दिसंबर-03
79	मुरादनगर (आग.) (160-100 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	60	दिसंबर-03
80	सहारनपुर विस्तार (रिप.) (160-100 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	60	जनवरी-04
81	घिन्ट विस्तार (आग.) (160-100 एमवीए)	220/132	यूपीपीसीएल	60	फरवरी-04
82	गोरखपुर विस्तार (तीसरा टेरिफ)	220/132	यूपीपीसीएल	100	मार्च-04
			यूपीपीसीएल	820	
83	मिदनापुर (2x160) दूसरा टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	जून-03
84	आरामबाद	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	जून-03
85	दोमजूर (1x160) प्रथम टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	फरवरी-04
86	न्यू हल्दिया (1x160) प्रथम टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	फरवरी-04
87	न्यू जलपाईगुड़ी (1x160) प्रथम टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	फरवरी-04
88	रिशरा (1x160) प्रथम टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	फरवरी-04
89	लक्ष्मीकांतपुर (1x160) प्रथम टेरिफ	220/132	डब्ल्यूएसईबी	160	फरवरी-04

## वर्ष 2004-05 के दौरान पूर्ण की गई संचारण लाइनों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कर्मकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
---------	--	------------------	------------------	-----------------------------	-------------------

## I. 400 केवी लाइनें

		डी/सी/पावरग्रिड			
1	रामगुंडम-हैदराबाद	डी/सी	पावरग्रिड	402	नवंबर-04
2	कहलगाव-बिहारशरीफ (दूसरी लाइन)	डी/सी	पावरग्रिड	414	दिसंबर-0
3	खंडवा में इटारसी-धुले का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	115	जनवरी-05
4	रिहंद-इलाहाबाद	डी/सी	पावरग्रिड	560	फरवरी-05
5	तारापुर 3&4-पाडघे	डी/सी	पावरग्रिड	182	मार्च-05
6	विजयवाड़ा-सीतानगरम	डी/सी	पावरग्रिड	270	मार्च-05
7	सीतानगरम-गाजुबाक	डी/सी	पावरग्रिड	362	मार्च-05
8	हैदराबाद-कुरनूल-गुटी	एस/सी	पावरग्रिड	307	मार्च-05
9	बारीपाड़ा में केलाघाट-रेगाली का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	38	मार्च-05
10	गुटी नीलमंगला	एस/सी	पावरग्रिड	253	मार्च-05
11	गुटी में गुटी-नीलमंगला पर सीरील कंपनसेशन		पावरग्रिड		मार्च-05
	कुल 400 केवी (केन्द्रीय क्षेत्र)		पावरग्रिड	2903	
12	सरदार सरोवर-नागदा	डी/सी	मध्य प्रदेश	431	अगस्त-04
13	इंदिरा (नर्मदा) सागर इदीर	डी/सी	मध्य प्रदेश	160	नवंबर-04
	कुल 400 केवी (राज्य क्षेत्र)			591	
	कुल 400 केवी (अखिल भारत)			3494	

## II. 220 केवी लाइनें

1	इलाहाबाद-कुलपुर	एस/सी	पावरग्रिड	39	अप्रैल-04
2	सासाराम में देहरी-साहपुरी का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	9	अगस्त-04
3	सासाराम-आरा-खगुल	डी/सी	पावरग्रिड	322	सितंबर-04
4	मेरठ (पजीसीआईएल)- शताब्दीनगर	एस/सी	पावरग्रिड	8	जनवरी-04
	कुल (केन्द्रीय क्षेत्र)		पावरग्रिड	378	
5	गोपालपुर तक मंडोला 400 केवी एस/एस	डी/सी	दिल्ली	13	अप्रैल-04
6	तलोजा में आप्टा - कनवा ओवेन्स कनिंग का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	1	अप्रैल-04
7	चित्रोद में संखारी (देवघर)-अंजर का लिलो	डी/सी	गुजरात	2	अप्रैल-04
8	चिन्हट में सरोजनरीमनर-सतापुर का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	65	अप्रैल-04
9	अब्दुल्लापुर -टेपला	डी/सी	हरियाणा	61	अप्रैल-04
10	नामोशाने में आप्टा- मंड का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	31	अप्रैल-04
11	कोटली सूरत कली (प्रथम) में फतेहगढ़ यरियन- बाटला का लिलो	डी/सी	पंजाब	18	मई-04
12	चितूर 400 केवी एस/एस पर चितूर-रेनीगुंटा लाइन का लिलो	डी/सी	आंध्र प्रदेश	10	मई-04
13	रायचूर टीपीएस-साहपुर-गुलबर्गा	डी/सी	कर्नाटक	320	मई-04
14	हासन में शिमोगा-बंगलौर का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	34	जून-04
15	अलमाटी डैम पर बागेवाड़ी-बागलकोट का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	6	जून-04
16	पाली-हारंगल	डी/सी	महाराष्ट्र	120	जून-04
17	खम्माम-वारंगल	डी/सी	आंध्र प्रदेश	228	जुलाई-04
18	महबूबनगर-मूतपुर	डी/सी	आंध्र प्रदेश	32	जुलाई-04
19	भोपाल-सुआलपुर-द्वितीय सर्किट	डी/सी	मध्य प्रदेश	85	जुलाई-04
20	पाली-बादशाहपुर	डी/सी	हरियाणा	46	जुलाई-04
21	गोबिंदगढ़-1-मातेरकोटला	एस/सी	पंजाब	45	जुलाई-04
22	वीरगम-घनकी	डी/सी	गुजरात	61	जुलाई-04
23	नॉर्थ चेन्नई- मोसुर (द्वितीय सर्किट का कसाव)	एस/सी	तमिलनाडु	83	अगस्त-04
24	गुरु हरगोबिंद टीपी बाजाखाना (द्वितीय सर्किट का कसाव)	एस/सी	पंजाब	29	अगस्त-04
25	गोरखपुर-देवरिया	एस/सी	उत्तर प्रदेश	35	अगस्त-04

क्र.सं.	संचारण लाइन का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
26	बीएस एलसा इंडिया लि. को विद्युत आपूर्ति	डी/सी	महाराष्ट्र	39	सितंबर-04
27	कोणपुर में जोधपुर-बीवर का लिलो	डी/सी	राजस्थान	49	सितंबर-04
28	इंदौर में इंदौर-उज्जैन का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	2	अक्टू-04
29	राजस्थान निर्माण (द्वितीय सर्किट)	एस/सी	मध्य प्रदेश	62	अक्टू-04
30	230 केवी संकररी एस/एस पर कयाथर-एसआर पुदुर लाइन का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	22	अक्टू-04
31	आरोयाल-मथासुर	डी/सी	गुजरात	70	नवंबर-04
32	पानीपत टीपीएस-रोहतक द्वितीय सर्किट की तार कसाई	एस/सी	हरियाणा	63	नवंबर-04
33	पानीपत टीपीएस-सोनीपत द्वितीय सर्किट की तार कसाई	एस/सी	हरियाणा	51	नवंबर-04
34	पानीपत टीपीएस-जिंद	डी/सी	हरियाणा	134	नवंबर-04
35	रामगढ़-फालोदी	एस/सी	राजस्थान	215	नवंबर-04
36	खांडवा 400 केवी एस/एस के लिए बरवाहा-नेपानगर डी/सी का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	100	नवंबर-04
37	साफीदोन में पानीपत-नरवाहा के दोनों सर्किट का लिलो	डी/सी	हरियाणा	8	दिसंबर-04
38	पानीपत टीपीएस-साफीदोन	डी/सी	हरियाणा	74	दिसंबर-04
39	पाली-गुडगांव	डी/सी	हरियाणा	44	दिसंबर-04
40	राजला (प्रथम सर्किट) पर पटियाला-पतरन का लिलो	डी/सी	पंजाब	10	दिसंबर-04
41	जमशेर-नोकरीदेर (द्वितीय सर्किट की तार कसाई)	एस/सी	पंजाब	15	दिसंबर-04
42	बस्ती-कुकरस	डी/सी	राजस्थान	68	दिसंबर-04
43	रतनगढ़-सुजानगढ़	एस/सी	राजस्थान	48	दिसंबर-04
44	अमरसागर के लिए लिलो	डी/सी	राजस्थान	16	दिसंबर-04
45	वाणसागर के लिए इंदौर-रतलाम का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	19	दिसंबर-04
46	उरला-सिबारा (द्वितीय सर्किट)	एस/सी	छत्तीसगढ़	9	दिसंबर-04
47	मलुनिछापट्टी में थुडियालुर-उडुमालपेट का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	1	दिसंबर-04
48	220 केवी कापरखेड़ा भंडारघारा डी/सी के दूसरे सर्किट का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	10	जनवरी-05
49	400/220 जेजरी तक जेजुरी-चिंचवाड व जेजुरी-बारामाटी का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	16	जनवरी-05
50	राधानपुर में अंजूर(महसाना)-देवघर का लिलो	डी/सी	गुजरात	7	जनवरी-05
51	महेगाव में औष्या-मलानपुर का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	2	जनवरी-05
52	सूरतगढ़ टीपीएस-बीकानेर (बीकानेर एंड)	डी/सी पर एस/सी	राजस्थान	102	जनवरी-05
53	शलाढीनगर-सिसावली	एस/सी	उत्तर प्रदेश	40	जनवरी-05
54	मुजफ्फरपुर (400 केवी)-भादीपुरम	एस/सी	उत्तर प्रदेश	45	जनवरी-05
55	उरला-राजेन्द्र स्टील (द्वितीय सर्किट)	एस/सी	छत्तीसगढ़	2	मार्च-05
56	तामबाटी के लिए आप्टा-पेडांबे का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	3	मार्च-05
57	इंडो गल्फ के न्यू स्विचयार्ड पर दाहेज-इंडोगल्फ सर्किट-	डी/सी	गुजरात	1	मार्च-05
58	बागलकोट में लिलो	डी/सी	कर्नाटक	1	मार्च-05
59	शाहपुर में लिंगसुगर-शाहाबाद 220 केवी से लिलो	डी/सी	कर्नाटक	4	मार्च-05
60	शाहाबाद में शाहपुर-गुलबर्गा 220 केवी का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	4	मार्च-05
61	शाहपुर में आरटीपीएस-गुलबर्गा का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	2	मार्च-05
62	इंदिरावती-धरुमल्ली (द्वितीय डी/सी)	डी/सी	उड़ीसा	182	मार्च-05
63	बददी में कुनिहार-पंचकुला का लिलो	डी/सी	हिमाचल प्रदेश	11	मार्च-05
	कुल 220 केवी (ग्रन्थ क्षेत्र)			2876	
	कुल 220 केवी (अखिल भारत)			3254	



## वर्ष 2004-05 के दौरान पूर्ण किए गए उप-केन्द्रों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	उप-केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात केवी	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमीए)	पूर्ण होने का मास
<b>I. 400 केवी (उप-केन्द्र)</b>					
1	सासाराम - II	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त-04
2	सासाराम - I	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-04
3	खंडवा - I	400/220	पावरग्रिड	315	जनवरी-05
	<b>कुल(केन्द्रीय क्षेत्र)</b>	<b>400</b>		<b>945</b>	
1	श्रीपेरबदूर	400/230	तमिलनाडु	315	अगस्त-04
2	मैडता	400/220	राजस्थान	315	अगस्त-04
3	नागदा	400/220	मध्य प्रदेश	315	दिसंबर-04
4	जेजुरी	400/220	महाराष्ट्र	500	जनवरी-05
5	मंदोर (जोधपुर) (1x315) (1)	400/220	राजस्थान	315	मार्च-05
	<b>कुल(क्षेत्रीय क्षेत्र)</b>	<b>400</b>		<b>1760</b>	
	<b>कुल(अखिल भारत)</b>	<b>400</b>		<b>2705</b>	
<b>II. 220 केवी (उप-केन्द्र)</b>					
1	आरा - I	220/132	पावरग्रिड	100	अगस्त-04
2	आरा - II	220/132	पावरग्रिड	100	अगस्त-04
3	कल्याणेश्वरी	220/132	डीवीसी	150	दिसंबर-04
4	रामगढ़	220/132	डीवीसी	150	दिसंबर-04
	<b>कुल(केन्द्रीय क्षेत्र)</b>	<b>220</b>		<b>500</b>	
1	सरिता विहार द्वितीय	220/66	दिल्ली	100	अप्रैल-04
2	फुल्लुंगी (1x200)	220/132	महाराष्ट्र	200	अप्रैल-04
3	तालोजा (1x100)	220/110	महाराष्ट्र	100	अप्रैल-04
4	तालोजा (1x100)	220/110	महाराष्ट्र	100	अप्रैल-04
5	हारंगुल (2X200) (2)	220/132	महाराष्ट्र	200	अप्रैल-04
6	टेलक्रे (आग.)	220/22	महाराष्ट्र	50	अप्रैल-04
7	गावचिरोली (1x25)	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-04
8	नरसिंहपुर (अति.) (1x160)	220/132	मध्य प्रदेश	160	अप्रैल-04
9	रोहिणी (1x100) (3)	220/66	दिल्ली	100	अप्रैल-04
10	पाली न्यू प्रथम	220/66	हरियाणा	60	अप्रैल-04
11	बांसवाड़ा	220/132	राजस्थान	100	अप्रैल-04
12	पारावाड़ा	220/132	आंध्र प्रदेश	100	अप्रैल-04
13	वितरोड	220/66	गुजरात	100	अप्रैल-04
14	गुल्लर	220/132	उ.प्र.	40	मई-04
15	गुलबर्गा	220/110	कर्नाटक	200	मई-04
16	रिशरा (द्वितीय)	220/132	वेस्ट बंगाल	160	मई-04
17	बादशाहपुर (4था)	220/66	हरियाणा	100	जून-04
18	पेहोदा (100-50)	220/132	हरियाणा	50	जून-04
19	गुल्लर	220/132	छत्तीसगढ़	160	जून-04
20	हारोहल्ली	220/66	कर्नाटक	50	जून-04
21	टाटागुनी	220/66	कर्नाटक	50	जून-04
22	लिम्बडी 200एमवीए से 250एमवीए	220/132	गुजरात	50	मई-04
23	न्यू जलपाईगुडी (1x160) दूसरा	220/132	वेस्ट बंगाल	160	जुलाई-04
24	लक्ष्मीकान्तपुर (1x160) दूसरा	220/132	वेस्ट बंगाल	160	जुलाई-04
25	बिदासी (2x100) I	220/132	उड़ीसा	100	जुलाई-04
26	सरोसजई (63 से 100एमवीए)	220/132	आसाम	37	जुलाई-04
27	बारदोली (मोटा)	220/66	गुजरात	100	जून-04
28	धारनमधरा	220/66	गुजरात	100	जुलाई-04
29	कंसारी (जेरदा)	220/66	गुजरात	100	जुलाई-04
30	चिक्कोडी (अति.दूस.)	220/110	कर्नाटक	100	जुलाई-04
31	गुजफरनगर विस्तार (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	जुलाई-04
32	सीफई विस्तार	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जुलाई-04
33	लेडरन (मोहाली-11) (नया)	220/66	पंजाब	100	जुलाई-04
34	कटनी	220/132	मध्य प्रदेश	160	जुलाई-04
35	टिम्बडी (कोदीनर)	220/66	गुजरात	50	जुलाई-04
36	मुजालपुर	220/132	मध्य प्रदेश	160	अगस्त-04
37	ईंदौर - II	220/132	मध्य प्रदेश	160	अगस्त-04

Annex 6.3

Page 4 of 4

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोस्टेज अनुपात केवी	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमीए)	पूर्ण होने का मास
38	तालोजा	220/22	महाराष्ट्र	50	अगस्त-04
39	चिटगांव	220/33	महाराष्ट्र	50	अक्टूबर-04
40	पुदुकोट्टई	230/110	तमिलनाडु	50	अक्टूबर-04
41	गोधरा	220/66	गुजरात	50	अक्टूबर-04
42	संक्रान्ती	230/33	तमिलनाडु	50	अक्टूबर-04
43	लेमजुर (द्वितीय)	220/132	वेस्ट बंगाल	160	अक्टूबर-04
44	चिटगांव	220/33	महाराष्ट्र	50	नवंबर-04
45	बादनगर	220/132	मध्य प्रदेश	160	नवंबर-04
46	कोहल	220/66	पंजाब	100	नवंबर-04
47	सैफीदोन-I	220/132	हरियाणा	100	नवंबर-04
48	सैफीदोन-II	220/132	हरियाणा	100	नवंबर-04
49	सेक्टर-52, गुडगांव-I	220/66	हरियाणा	100	नवंबर-04
50	सेक्टर-52, गुडगांव-II	220/66	हरियाणा	100	नवंबर-04
51	विश्वावर	220/66	गुजरात	50	दिसंबर-04
52	बिदासी-II	220/132	उड़ीसा	100	दिसंबर-04
53	जिंद-I	220/132	हरियाणा	100	दिसंबर-04
54	जिंद-II	220/132	हरियाणा	100	दिसंबर-04
55	रुडकी-I (1x160)	220/132	उत्तरांचल	160	दिसंबर-04
56	रुडकी-II (1x160)	220/132	उत्तरांचल	160	दिसंबर-04
57	घासा	220/66	गुजरात	50	दिसंबर-04
58	नीमच	220/132	मध्य प्रदेश	160	दिसंबर-04
59	मुलुंड	220/22	महाराष्ट्र	50	दिसंबर-04
60	नांदेड (आग.) (200-120)	220/33	महाराष्ट्र	120	जनवरी-05
61	खारगेर	220/33	महाराष्ट्र	50	जनवरी-05
62	कलभेश्वर	220/33	महाराष्ट्र	25	जनवरी-05
63	हारगुल (1X100)	220/33	महाराष्ट्र	100	जनवरी-05
64	गघचिरोली	220/33	महाराष्ट्र	25	जनवरी-05
65	चिटगांव	220/33	महाराष्ट्र	50	जनवरी-05
66	नागाधाने	220/33	महाराष्ट्र	25	जनवरी-05
67	फुरसुंगी	220/22	महाराष्ट्र	50	जनवरी-05
68	खुलेवाडा	220/132	महाराष्ट्र	100	जनवरी-05
69	करखेभ	220/33	महाराष्ट्र	25	जनवरी-05
70	वानाकुसवाडी	220/132	महाराष्ट्र	100	जनवरी-05
71	वानाकुसवाडी	220/33	महाराष्ट्र	50	जनवरी-05
72	राधानपुर	220/66	गुजरात	50	जनवरी-05
73	मेहगांव	220/132	मध्य प्रदेश	160	जनवरी-05
74	बागलकोट	220/110	कर्नाटक	100	जनवरी-05
75	दक्षिणी गजीसबाद	220/66/11	दिल्ली	100	जनवरी-05
76	राजना (नया)	220/66	पंजाब	100	जनवरी-05
77	इलाहाबाद कैट (प्रथम ट्रांसफार्मर)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-05
78	इलाहाबाद कैट (द्वितीय ट्रांसफार्मर)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-05
79	देवरिया	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-05
80	शताब्दीनगर (प्रथम ट्रांसफार्मर)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-05
81	शताब्दीनगर (द्वितीय ट्रांसफार्मर)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-05
82	घनकी (2x50)	220/11	गुजरात	100	फरवरी-05
83	सावरकुडला (100-50)	220/66	गुजरात	50	फरवरी-05
84	इच्चापारे	220/66	गुजरात	100	फरवरी-05
85	अजमेर	220/66	राजस्थान	100	मार्च-05
86	भरतपुर	220/66	राजस्थान	100	मार्च-05
87	कोटली-सूरतमल्ली	220/66	पंजाब	100	मार्च-05
88	जंगराल	220/66	गुजरात	100	मार्च-05
89	राधानपुर	220/66	गुजरात	50	मार्च-05
90	चिटगांव	220/132	महाराष्ट्र	50	मार्च-05
91	तमबंटी	220/100	महाराष्ट्र	100	मार्च-05
92	विजापुर (आग.) (150-100)	220/66	गुजरात	50	मार्च-05
93	बडी (1x80) (प्रथम ट्रांसफार्मर)	220/66	हिमाचल प्रदेश	80	मार्च-05
	कुल (राज्य क्षेत्र)			8662	
	कुल (अखिल भारत)			9162	

वर्ष 2005-06 के दौरान पूर्ण की गई संचारण लाइनों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
---------	--	------------------	-------------------	-----------------------------	-------------------

## I. 400 केवी लाइनें

## केन्द्रीय क्षेत्र

1	मैनपुरी-बल्लभगढ़	डी/सी	पावरग्रिड	472	मई-05
2	तारापुर 3 व 4-बोइसर	डी/सी	पावरग्रिड	41	मई-05
3	इलाहाबाद-कानपुर-मैनपुरी	डी/सी	पावरग्रिड	726	जून-05
4	सिलीगुडी में बोंगईगांव-मालदा का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	10	जून-05
5	धौलीगंगा (एनएचपीसी)-बरेली (यूपीपीएसएल)	डी/सी	पावरग्रिड	466	जुलाई-05
6	रायपुर-चन्द्रपुर	डी/सी	पावरग्रिड	691	जुलाई-05
7	मदुरै-तिरुअनंतपुरम	डी/सी	पावरग्रिड	431	जुलाई-05
8	बोइसर में गंधार-पाडचे का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	61	अगस्त-05
9	वापी में गंधार-पाडचे का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	6	अगस्त-05
10	पटियाला-मालेरकोटला	एस/सी	पावरग्रिड	62	अक्टूबर-05
11	कैथल में नालागढ़-हिसार का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	64	अक्टूबर-05
12	पटियाला में नालागढ़-हिसार का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	23	नवंबर-05
13	कैगा-नरेन्द्र	डी/सी	पावरग्रिड	216	नवंबर-05
14	महबूबनगर में नागार्जुनसागर-रायचूर का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	2	नवंबर-05

3271

## राज्य क्षेत्र

1	जैगरगढ़ सीसीपीएस-वेमागिरी	डी/सी	आंध्र प्रदेश	13	जून-05
2	वेमागिरी सीसीपीएस-वेमागिरी	डी/सी	आंध्र प्रदेश	4	जून-05
3	सरिता विहार में आईपी एक्स-बीटीपीएस का लिलो	डी/सी	दिल्ली	0.4	जुलाई-05
4	चित्तूर में कुडणा-मद्रास का लिलो	डी/सी	आंध्र प्रदेश	21	जुलाई-05
5	महबूबनगर में तालापल्ली-रायचूर का लिलो	डी/सी	आंध्र प्रदेश	1	जुलाई-05
6	विजय-वेमागिरी-नुन्ना	डी/सी	आंध्र प्रदेश	614	अगस्त-05
7	वेमागिरी-कोनासीपी-सीसीपीएस	डी/सी	आंध्र प्रदेश	52	सितंबर-05

705

Total Central + State

3976

## II. 220 केवी लाइनें

## केन्द्रीय क्षेत्र

1	तारापुर 3 व 4-बोइसर	एस/सी	पावरग्रिड	21	सितंबर-05
2	मेजिया-बोरजोरा	डी/सी	डीवीसी	32	जनवरी-06

53

## राज्य क्षेत्र

1	शताब्दीनगर-मोदीपुरम	डी/सी	उत्तर प्रदेश	57	अप्रैल-05
2	मुजफ्फरनगर(400 केवी)-मुजफ्फरनगर (एस)	एस/सी	उत्तर प्रदेश	12	अप्रैल-05
3	भोपाल-बैरागढ़ (प्रथम सर्किट) डी/सी पर एस/सी	एस/सी	मध्य प्रदेश	17	अप्रैल-05
4	निवालीफाटा पर पेडाम्बे-खारेपटन का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	33	अप्रैल-05
5	ओनी में पेडाम्बे-खारेपटन का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	2	अप्रैल-05
6	वरघा-1- वरघा-11	डी/सी	महाराष्ट्र	3	अप्रैल-05
7	सोम्याजुल्लापल्ली-नाडयाल (द्वितीया सर्किट)	एस/सी	आंध्र प्रदेश	35	अप्रैल-05
8	तालीपारंबा पर कसरगुडे-कन्नूर का लिलो	डी/सी	केरल	12	अप्रैल-05
9	किलपोक पर नॉर्थ वेन्नीटीपीएस-कोरट्टूर का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	18	अप्रैल-05
10	220 केवी उप केन्द्र रुड़की में ऋषिकेश-मुजफ्फरनगर का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	0.05	अप्रैल-05

क्र.सं.	संचरण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
11	हिसार आईए-जिंद	डी/सी	हरियाणा	140	मई-05
12	रतनगढ़-झुझनु	डी/सी	राजस्थान	152	मई-05
13	फालोदी -तिनवारी	एस/सी	राजस्थान	91	मई-05
14	वापी 400 केवी (पीजीसीआइएल) पर वापी-मिलाद का लिलो	डी/सी	गुजरात	16	मई-05
15	बादशाहपुर -मानेसर	डी/सी	हरियाणा	12	जून-05
16	झुझनु-खेतड़ी	डी/सी	राजस्थान	98	जून-05
17	सूरतगढ़ टीपीएस-बीकाने (सूरतगढ़ एंड)	डी/सी	राजस्थान	59	जून-05
18	मोपका में कोरबा-मिलाई का लिलो	डी/सी	छत्तीसगढ़	28	जून-05
19	नरेन्द्रा-हवेली	डी/सी	कर्नाटक	95	जून-05
20	पायकारा-अरासुर	डी/सी	तमिलनाडु	116	जून-05
21	जोधपुर में जोधपुर-तिनवारी का लिलो	डी/सी	राजस्थान	44	जुलाई-05
22	कुडरा तक कायमकुलम-एडामन (सर्किट-1) का लिलो	डी/सी	केरल	47	जुलाई-05
23	पल्लीपुरम-पठानकोट	M/C	केरल	16	जुलाई-05
24	जालौर में सिराही-बलोटरा का लिलो	डी/सी	राजस्थान	2	अगस्त-05
25	सलेम 400 केवी एस/एस-इंगुर 230 केवी एस/एस	एस/सी	तमिलनाडु	84	अगस्त-05
26	बवाना-रोहिणी	डी/सी	दिल्ली	20	सितंबर-05
27	सरिता विहार में आई एक्स-बीटीपीएस का लिलो	डी/सी	दिल्ली	0.4	सितंबर-05
28	रतनगढ़-सुजानगढ़ (एस/सी से डी/सी उन्नयन)	डी/सी	राजस्थान	110	सितंबर-05
29	शाहपुर-गुलबर्गा	डी/सी	कर्नाटक	8	सितंबर-05
30	काडुर में लिलो	डी/सी	कर्नाटक	0.8	सितंबर-05
31	दुबरी-दुबरी (ओल्ड)	डी/सी	उड़ीसा	22	सितंबर-05
32	दक्षिणी वजीराबाद-कश्मीरी गेट (द्वितीय सर्किट)	डी/सी	दिल्ली	5.5	अक्टूबर-05
33	टीडीएल टीपीएस, पानीपत-रोहतक (द्वितीय सर्किट)	डी/सी	हरियाणा	63	अक्टूबर-05
34	वीरनम एस/एस पर कयाथर-एडामन का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	1.5	अक्टूबर-05
35	काशीमंगलम में मेट्टूर-हासुर का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	49	अक्टूबर-05
36	अलमाटी 400 केवी एस/एस पर एनसीटीपीएस-तिरुवल्लम का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	3	अक्टूबर-05
37	पट्टी-वेरपाल (द्वितीय सर्किट की कसाई)	एस/सी	पंजाब	37.6	नवंबर-05
38	काडीकुरिची में कयाथर-एडामन का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	10	नवंबर-05
39	पीजीसीआइएल के 400 केवी उप केन्द्र पर कैथल प्रथम सर्किट-वीका का लिलो	एस/सी	हरियाणा	4	दिसंबर-05
40	फुलेरा -मकराना	डी/सी	राजस्थान	57	दिसंबर-05
41	सिडकुल के 220 केवी उप केन्द्र पर ऋषिका -नारा का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	0.05	दिसंबर-05
42	नेलोर में नेलोर-मुल्लुरपेट का लिलो	डी/सी	आंध्र प्रदेश	24	दिसंबर-05
43	धार-रायगढ़	एस/सी on डी/सी	मध्य प्रदेश	42	दिसंबर-05
44	कंसारी-धनेरा	डी/सी	गुजरात	55	दिसंबर-05
45	पतरन-सुनाम	एस/सी on डी/सी	पंजाब	36	जनवरी-06
46	टिबेर में सरना के एक सर्किट-बडाला-ग्राथियन का लिलो	एस/सी	पंजाब	0.55	फरवरी-06
47	बीरसिंहपुर एस/एस पर बीरसिंहपुर टीपीएस-बीरसगपुर एचईपी का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	5	फरवरी-06
48	बोइसर (पीजीसीआइएल 44/220 केवी) पर बोइसर-पाडघे का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	8	फरवरी-06
				1751	
Total Central + State				1804	

## III. 132 केवी लाइनें

1	उमतुरु एचईपी पर उमैन चरण-IV-सरसाजई का लिलो	डी/सी	मेघालय	3	जुलाई-05
2	लक्खा-डिब्रूगढ़	एस/सी	असम	67	नवंबर-05

## वर्ष 2005-06 के दौरान पूर्ण किए गए उप-केन्द्रों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात केवी	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एपीए)	पूर्ण होने का मास
---------	-------------------	---------------------------	----------------------	------------------	----------------------

## I. 400 केवी (उप केन्द्र)

1	तिरुअनंतपुरम (प्रथम)	400/220	पावरग्रिड	315	जुलाई-05
2	तिरुअनंतपुरम (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	जुलाई-05
3	बारीपाडा (नया)	400/220	पावरग्रिड	315	जुलाई-05
4	मेरठ (तृतीय)	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त-05
5	वापी	400/220	पावरग्रिड	630	अगस्त-05
6	बोइसर (प्रथम) (एस)	400/220	पावरग्रिड	315	सितंबर-05
7	बोइसर (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	सितंबर-05
8	पटियाला (प्रथम) (एस)	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टूबर-05
9	अब्दुल्लापुर (तृतीय)	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टूबर-05
10	पटियाला (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-05
11	कैथल (नया) (प्रथम)	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-05
12	कैथल (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-05
13	नरेन्द्र (प्रथम)	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-05
	कुल (केन्द्रीय क्षेत्र)	400		4410	
1	मंदौर (जोधपुर) (द्वितीय) (एस)	400/220	राजस्थान	315	अप्रैल-05
2	बीना (अति.)	400/220	मध्य प्रदेश	315	अप्रैल-05
3	भोपाल (अति.)	400/220	मध्य प्रदेश	315	अप्रैल-05
4	मेरामुंडाली (प्रथम) (एस)	400/220	उड़ीसा	315	जून-05
5	मेरामुंडाली (द्वितीय) (एस)	400/220	उड़ीसा	315	जून-05
6	वेमागिरी (प्रथम & द्वितीय)	400/220	आंध्र प्रदेश	630	अगस्त-05
7	नीलमंगला (अतिरिक्त) (3x167)	400/220	कर्नाटक	500	अगस्त-05
8	बमनीली (तृतीय)	400/220	दिल्ली	315	सितंबर-05
9	महबूबनगर	400/220	आंध्र प्रदेश	315	अक्टूबर-05
10	बवाना (चतुर्थ)	400/220	दिल्ली	315	जनवरी-06
11	नेल्लोर (प्रथम)	400/220	आंध्र प्रदेश	315	जनवरी-06
	कुल (राज्य क्षेत्र)	400		3965	
	कुल (अखिल भारत)	400		8375	

## II. 220 केवी उपकेन्द्र

1	रामगढ़	220/33	डीवीसी	50	जून-05
2	रामगढ़	220/33	डीवीसी	50	जून-05
3	रामगढ़	220/132	डीवीसी	150	जून-05
4	बारीपाडा	220/132	पावरग्रिड	160	जुलाई-05
5	बारजोरा (प्रथम)	220/33	डीवीसी	50	फरवरी-06
6	बारजोरा (द्वितीय)	220/33	डीवीसी	50	फरवरी-06
	कुल (केन्द्रीय क्षेत्र)	220		510	
1	सुजानगढ़	220/132	राजस्थान	100	अप्रैल-05
2	जालोर (एस)	220/132	राजस्थान	100	अप्रैल-05
3	अमृतसर	220/132	राजस्थान	100	अप्रैल-05
4	फालीदी	220/132	राजस्थान	100	अप्रैल-05
5	मिठा (जोतना) (एस)	220/66	गुजरात	100	अप्रैल-05
6	हलदरवा (आग.) (150-100)	220/66	गुजरात	50	अप्रैल-05
7	बैरागढ़	220/132	मध्य प्रदेश	160	अप्रैल-05
8	इचालकरंवी (आग.)	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-05
9	न्यू कोयना	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-05
10	निवाली पाथा	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-05

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात केवी	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमीए)	पूर्ण होने का मास
11	फरसुंगी	220/22	महाराष्ट्र	50	अप्रैल-05
12	तलोजा	220/22	महाराष्ट्र	50	अप्रैल-05
13	गुडीवाडा (प्रथम & द्वितीय)	220/132	आंध्र प्रदेश	200	अप्रैल-05
14	हल्वाद	220/66	गुजरात	100	मई-05
15	खामुल (पटना)	220/132	बिहार	200	मई-05
16	न्यू हल्दिया द्वितीय	220/132	वेस्ट बंगाल	160	मई-05
17	खंजादाला (द्वितीय) (आग.)	220/66	दिल्ली	100	जून-05
18	आगरा (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	जून-05
19	मोपका	220/132	छत्तीसगढ़	160	जून-05
20	अंजर (100-50)	220/66	गुजरात	50	जून-05
21	तालिपरंभा (प्रथम)	220/110	केरल	100	जून-05
22	तालिपरंभा (द्वितीय)	220/110	केरल	100	जून-05
23	मलुमिछमपट्टी	230/110	तमिलनाडु	100	जून-05
24	सरुसाजई (एमईएसईबी फंडेड)	220/132	असम	100	जून-05
25	बधी (द्वितीय)	220/66	हिमाचल प्रदेश	80	जुलाई-05
26	बदनेरा	220/33	महाराष्ट्र	25	जुलाई-05
27	तेमघर	220/22	महाराष्ट्र	50	अगस्त-05
28	गीता कालोनी	220/132	दिल्ली	100	सितंबर-05
29	उरला (आग.)	220/132	छत्तीसगढ़	160	सितंबर-05
30	जलना	220/33	महाराष्ट्र	25	सितंबर-05
31	शिवपुरी (न्यू)	220/132	मध्य प्रदेश	160	सितंबर-05
32	काडूर (प्रथम & द्वितीय) (2x100)	220/110	कर्नाटक	200	सितंबर-05
33	तिनसुकिया (प्रथम)	220/132	असम	50	सितंबर-05
34	पनकी (विस्तार) (आग.) (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	अक्टूबर-05
35	न्यू कोयना (द्वितीय)	220/132	महाराष्ट्र	25	अक्टूबर-05
36	कारीमंगलम (प्रथम)	230/110	तमिलनाडु	100	अक्टूबर-05
37	वीररमन (2x50)	230/33	तमिलनाडु	100	अक्टूबर-05
38	तिनसुकिया (द्वितीय)	220/132	असम	50	अक्टूबर-05
39	गीता कालोनी	220/132	दिल्ली	100	नवंबर-05
40	झालावर (आग.)	220/132	राजस्थान	100	नवंबर-05
41	शिवपुरी	220/132	मध्य प्रदेश	40	नवंबर-05
42	कोडीकुरिची	230/110	तमिलनाडु	100	नवंबर-05
43	सोनीपत (तृतीय)	220/132	हरियाणा	100	दिसंबर-05
44	चीका (द्वितीय)	220/132	हरियाणा	100	दिसंबर-05
45	आईएमटी मानेसर	220/66	हरियाणा	100	दिसंबर-05
46	मकराना	220/132	राजस्थान	100	दिसंबर-05
47	कनहन	220/132	महाराष्ट्र	100	दिसंबर-05
48	राजगढ़	220/132	मध्य प्रदेश	160	दिसंबर-05
49	मेरामुडाली (द्वितीय)	220/132	उड़ीसा	100	
50	गोबिंदगढ़-1 (आग.) (तृतीय)	220/66	पंजाब	100	जनवरी-06
51	दौसा (आग.) (100-50 एमवीए)	220/132	राजस्थान	50	जनवरी-06
52	संगानेर (आग.)	220/132	राजस्थान	100	जनवरी-06
53	कुडाची (प्रथम)	220/110	कर्नाटक	100	फरवरी-06
54	कुडाची (द्वितीय)	220/110	कर्नाटक	100	फरवरी-06
55	किलपीक (2x50)	230/110	तमिलनाडु	100	फरवरी-06
56	मारियानी (100-50) (प्रथम)	220/132	असम	50	फरवरी-06
	कुल (राज्य क्षेत्र)	220		5200	
	कुल (अखिल भारत)	220		5710	

## वर्ष 2006-07 के दौरान पूर्ण की गई संचारण लाइनों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
केन्द्रीय क्षेत्र					

## I. 765 केवी लाइनें

1	टिहरी-मेरठ (लाइन-1) (400 केवी पर प्रचालित)	एस/सी	पावरग्रिड	186	जुलाई-06
2	टिहरी-मेरठ (लाइन-11) (400 केवी पर प्रचालित)	एस/सी	पावरग्रिड	184	जुलाई-06
3	आगरा-ग्यालियर 1 (400 केवी पर प्रचालित)	एस/सी	पावरग्रिड	128	मार्च-07
4	बीना-ग्यालियर (400 केवी पर प्रचालित)	एस/सी	पावरग्रिड	235	मार्च-07

## II. 400 केवी लाइनें

1	भद्रावती-धंदपुर पारेषण प्रणाली	डी/सी	पावरग्रिड	46	अप्रैल-06
2	बरेली-मंडोला (जेवीपीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	474	अप्रैल-06
3	पुर्निया में बोंगईगांव-मालदा का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	116	मई-06
4	मेरठ-मुजफ्फरनगर	एस/सी	पावरग्रिड	38	मई-06
5	जालंधर-अमृतसर	एस/सी	पावरग्रिड	60	मई-06
6	सिपत पर 400 केवी एस/सी कोरबा-रायपुर का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	10	मई-06
7	नीलमंगला-मैसूर	डी/सी	पावरग्रिड	266	मई-06
8	अलमाटी में नैल्लोर-श्रीपेरंबदूर का दोनों सर्किट का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	164	मई-06
9	सिलीगुड़ी-पुर्निया (क्वा.) (जेवीपीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	320	अगस्त-06
10	पुर्निया-मुजफ्फरपुर (क्वा.) (जेवीपीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	478	अगस्त-06
11	मुजफ्फरपुर-गोरखपुर (क्वा.) (जेवीपीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	520	अगस्त-06
12	गोरखपुर-लखनऊ (जेवीपीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	492	अगस्त-06
13	गोरखपुर (यूपीपीसीएल)-गोरखपुर (पीजी)	डी/सी	पावरग्रिड	92	अगस्त-06
14	लखनऊ-उन्नाव	डी/सी	पावरग्रिड	148	अगस्त-06
15	ताला-सिलीगुड़ी लाइन-11 (सर्किट-1)	डी/सी	पावरग्रिड	117	अगस्त-06
16	विध्याचल-सतना (सर्किट-1)	डी/सी	पावरग्रिड	258	सितं-06
17	किशनपुर-वंगूरा	डी/सी	पावरग्रिड	388	अक्टू-06
18	बहादुरगढ़ में बवाना-भिवानी का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	34	अक्टू-06
19	कानपुर-औरंगा	डी/सी	पावरग्रिड	144	अक्टू-06
20	बिहारशरीफ-मुजफ्फरपुर	डी/सी	पावरग्रिड	262	अक्टू-06
21	ताला-सिलीगुड़ी लाइन-11 (दोनों सर्किट)	डी/सी	पावरग्रिड	196	दिसं-06
22	ताला-सिलीगुड़ी लाइन-11 (सर्किट-11)	डी/सी	पावरग्रिड	117	दिसं-06
23	विध्याचल-सतना (सर्किट 11)	डी/सी	पावरग्रिड	258	दिसं-06
24	आगरा-जयपुर	डी/सी	पावरग्रिड	435	जनवरी-06
25	नीलमंगला-सोमाहल्ली	डी/सी	पावरग्रिड	84	जनवरी-06
26	कहलगांव-पटना (क्वा.) @	डी/सी	पावरग्रिड	514	मार्च-07
27	पटना-बलिया (क्वा.) @	डी/सी	पावरग्रिड	390	मार्च-07
28	बलिया-मऊ @	डी/सी	पावरग्रिड	18	मार्च-07
29	बीना (पीजी) पर सतना-बीना (एमपीएसईबी) का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	2	मार्च-07
30	सुभाषग्राम पर फरक्का-जीरत का लिलो	डी/सी	पावरग्रिड	126	मार्च-07

## III. 220 केवी लाइनें

1	मुजफ्फरपुर (पीजी)-मुजफ्फरपुर (बीएसईबी)	डी/सी	पावरग्रिड	48	अगस्त-06
2	बर्नपुर में 220 केवी कल्याणेश्वरी-मेजिया की 220 केवी के सर्किट का लिलो	डी/सी	डीवीसी	16	नव-06
3	बोकरो टीपीएस-रामगढ़	डी/सी	डीवीसी	110	नव-06

क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
---------	--	------------------	-------------------	-----------------------------	-------------------

## राज्य क्षेत्र

## I. 402 केवी लाइनें

1	धन्दपुर कोराडी का डाइवर्जन	एस/सी	महाराष्ट्र	7	मई-06
2	दामोल-न्यू कोयना (द्वितीय सर्किट) (एस)	एस/सी	महाराष्ट्र	48	मई-06
3	नोएडा में दादरी-बल्लभगढ़ का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	3	जून-06
4	विष्णु प्रयाग-मुजफ्फरनगर	डी/सी	उत्तर प्रदेश	520	जुलाई-06
5	राजकोट में धरानिया-जैतपुर का लिलो	डी/सी	गुजरात	119	जुलाई-06
6	गौतमी सीसीपीएस-वेमागिरी	डी/सी	आंध्र प्रदेश	78	सितं-06
7	काशीपुर में ऋषिकेश-मुरादाबाद का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	118	दिसं-06

## II. 220 केवी लाइनें

1	पाडेगांव-सवंली	एस/सी	महाराष्ट्र	15	अप्रैल-06
2	सनविजय तक 220 केवी विद्युत आपूर्ति	एस/सी	महाराष्ट्र	1	अप्रैल-06
3	कुडाची-महासिंगपुर	डी/सी	कर्नाटक	70	अप्रैल-06
4	पुडनचंदेई में पुगलुर-उंजनेई 230 केवी का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	36	मई-06
5	बास्तीपुरा में शिमोगा-हुटागल्ली डी/सी लाइन का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	30	जून-06
6	पारस टीपीएस पर अकोला-चिक्कली 220 केवी सर्किट-1 का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	12	जून-06
7	बमनौली-पपनकला-11	डी/सी	दिल्ली	21	जून-06
8	फागन माजरा 400 केवी पीजीसीआइएल एसएस पर राजपुरा-अबोवाल का लिलो	डी/सी	पंजाब	11.67	जून-06
9	सिविल लाइन-खासा (दूसरी लाइन)	एस/सी	पंजाब	32	जुलाई-06
10	हरिद्वार में ऋषिकेश-मुजफ्फरनगर का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	0.07	जुलाई-06
11	220 केवी सिडकुल हरिद्वार में ऋषिकेश-नारा का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	0.14	जुलाई-06
12	तूतीकोरिन सिपकोट में टीटीपीएस-पारामुकडी 230 केवी का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	0.75	जुलाई-06
13	वेरपाल-अमृतसर (बालचक) (पीजीसीआइएल)	डी/सी	पंजाब	3	अगस्त-06
14	400 केवी पीजीसीआइएल पर राजपुरा-अबलोवाल के दोनों सर्किटों का लिलो	2 x डी/सी	पंजाब	43	अगस्त-06
15	साफीदोन-जिंद	डी/सी	हरियाणा	90	अगस्त-06
16	रोशनाबाद में ऋषिकेश-मुजफ्फरनगर का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	0.05	अगस्त-06
17	अकरीमोता-भानुपुरी (एस)	डी/सी	गुजरात	55	अगस्त-06
18	पिपावाव में सवरकुंडला-कोयना (प्रथम सर्किट) का लिलो	डी/सी	गुजरात	5	अगस्त-06
19	अनंतरपुर-कल्याणदुर्ग	एस/सी	आंध्र प्रदेश	62	अगस्त-06
20	सतगधिया-कृष्णनगर	डी/सी	वेस्ट बंगाल	94	अगस्त-06
21	सिलटारा में कोरबा-भिलाई का लिलो	डी/सी	छत्तीसगढ़	14	सितं-06
22	पूर्ती में कापरखेड़ा-भूगांव प्रथम सर्किट का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	43	सितं-06
23	कुपानकुलम एपीपी में तूतीकोरिन टीपीएस-एसआर पुदुर का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	20	सितं-06
24	भटिंडा-बरनाला	डी/सी	पंजाब	14	सितं-06
25	पिरानगुट (द्वितीय सर्किट) पर लिलो तक वर्तमान टी लाइन का कनवर्जन		महाराष्ट्र	2.6	अक्टू-06
26	निट्टूर में शिमोगा-नीलमंगला का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	1	अक्टू-06
27	नरसिंहगढ़-टीकमगढ़	sc/ dc	मध्य प्रदेश	130	अक्टू-06
28	ओराई (पी) में परिच्छ-मैनपुरी का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	80	अक्टू-06
29	छिबरामऊ में धनकी-मैनपुरी का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	6	अक्टू-06
30	मैनपुरी में मैनपुरी-हरदुआगंज (द्वितीय सर्किट) का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	37	अक्टू-06
31	दक्षिणी वजिराबाद में मंडोला पटपडगंज का लिलो	डी/सी	दिल्ली	3	नवं-06
32	बहादुरगढ़ 400 केवी पीजीसीआइएल-बहादुरगढ़	डी/सी	हरियाणा	6	नवं-06
33	बहादुरगढ़ 220 केवी पीजीसीआइएल-रोहतक	डी/सी	हरियाणा	93	नवं-06
34	बहादुरगढ़ दोलताबाद	डी/सी	हरियाणा	60	नवं-06
35	पंतनगर में बरेली-हल्द्वानी का लिलो	डी/सी	उत्तरांचल	18	नवं-06



क्र.सं.	संचारण लाइनों का नाम और सर्किट की संख्या	सर्किट की संख्या	कार्यकर्ता एजेंसी	लाइन की लंबाई (सर्किट किमी)	पूर्ण होने का मास
36	नागदा-रतलाम (डी/सी पर एस/सी)	S/D	मध्य प्रदेश	43	नव-06
37	फुरसुगी में विघवाड-धेवर के लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	11	नव-06
38	वीट-घाटनामदरे (डी/सी पर एस/सी)	एस/सी	महाराष्ट्र	40	नव-06
39	जामदे-वाल्ह (डी/सी पर एस/सी)	एस/सी	महाराष्ट्र	14	नव-06
40	मोरबी-धितरोड (हॉटलाइन तार कसाई)-11	एस/सी	गुजरात	59	नव-06
41	बीना-गुना	डी/सी	मध्य प्रदेश	131	दिसं-06
42	देवानहल्ली अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डे पर गौरी बिदानूर लाइन से लिलो	डी/सी	कर्नाटक	5	दिसं-06
43	कैथर-संकानेरी	डी/सी	तमिलनाडु	178	जनवरी-06
44	कैथल-चीक (दूसरा सर्किट) डी/सी पर एस/सी	एस/सी	हरियाणा	38	जनवरी-06
45	बीना-शिवपुरी	डी/सी	मध्य प्रदेश	341	फरवरी-06
46	सतना 400 केवी (पीजी) पर सतना-कटनी का लिलो	डी/सी	मध्य प्रदेश	3	फरवरी-06
47	हिंगनघाट टीएसएस लाइन	डी/सी	महाराष्ट्र	9	फरवरी-06
48	शाहपुर में आरटीपीएस-गुलबर्गा का लिलो	डी/सी	कर्नाटक	3	फरवरी-06
49	उदयाधुर में कैथर-संकानेरी का लिलो	डी/सी	तमिलनाडु	12	मार्च-07
50	पारस टीपीएस विस्तार पर अकोला-चिकली 220 केवी सर्किट-11 का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	12	मार्च-07
51	घाटघर-वशाला	डी/सी	महाराष्ट्र	23	मार्च-07
52	घाटघर-जिंदल	डी/सी	महाराष्ट्र	23	मार्च-07
53	400 केवी जेजुरी-220 केवी फुरसिंग के बीच अंतःसंयोजन	डी/सी	महाराष्ट्र	28	मार्च-07
54	पूर्ती में कपरखेड़ा-भुगांव द्वितीय सर्किट का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	43	मार्च-07
55	मेंडा में बाबलेश्वर-औरंगाबाद का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	37	मार्च-07
56	घाटघर में नासिक-कलबा डी/सी का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	102	मार्च-07
57	तेमघुरी में जेजुरी-पंढारपुर का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	6	मार्च-07
58	तेमघुर में पाडघे-कोलरवेम का लिलो	डी/सी	महाराष्ट्र	1.4	मार्च-07
59	400 केवी अकोला-220 केवी अकोला के बीच अंतःसंयोजन	एस/सी	महाराष्ट्र	1	मार्च-07
60	कोरबा (पू.)-कोरबा (प.) अंतःसंयोजन	डी/सी	छत्तीसगढ़	3	मार्च-07
61	घोलपुर-भरतपुर द्वितीय सर्किट तथा घोलपुर तक डाइवर्टिंग	एस/सी	राजस्थान	75	मार्च-07
62	घोलपुर जटीपीएस पर घोलपुर के प्रथम सर्किट-भरतपुर का लिलो	डी/सी	राजस्थान	1.3	मार्च-07
63	बाडमेर-घोरीमन्ना	एस/सी	राजस्थान	72	मार्च-07
64	मैनपुरी में मैनपुरी-फिरोजाबाद का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	47	मार्च-07
65	शाहजहांपुर-हरदोई	डी/सी	उत्तर प्रदेश	142	मार्च-07
66	अतरौली में हरदुआगंज-नरौरा का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	22	मार्च-07
67	ग्रेटर नोएडा-नोएडा	डी/सी	उत्तर प्रदेश	24	मार्च-07
68	परिछा-औरई	डी/सी	उत्तर प्रदेश	207	मार्च-07
69	गोरखपुर (400 केवी)-गोरखपुर (220 केवी) अंतःसंयोजन	डी/सी	उत्तर प्रदेश	25.6	मार्च-07
70	गोरखपुर (पीजी) में गोरखपुर-बस्ती का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	3	मार्च-07
71	चिन्हट (पीजी) में सीतापुर-चिन्हट का लिलो	डी/सी	उत्तर प्रदेश	12	मार्च-07
72	400 केवी मिश्राजी में बादशाहपुर-रेवाडी के एक सर्किट का लिलो	डी/सी	हरियाणा	42	मार्च-07
73	सलीमपुर (लाडवा)-निसिंग @	डी/सी	हरियाणा	82	मार्च-07
74	बादशाहपुर-दीलताबाद @	डी/सी	हरियाणा	60	मार्च-07
75	कन्नरबी लांगपी-सरसजाई डी/सी	डी/सी	अरुण	216	मार्च-07
76	ओमकारेश्वर-सनावड	डी/सी	मध्य प्रदेश	46	मार्च-07
77	वापी-भिलाद	डी/सी	गुजरात	46	मार्च-07
78	वादवी (रणछोडपुरा 400 केवी)-मिठा (जोटना)	डी/सी	गुजरात	87	मार्च-07
79	मोती पनेली-सादोदर	डी/सी	गुजरात	27	मार्च-07
80	सुधारी-सिंघोरो-नानी खाखेर	डी/सी	गुजरात	157	मार्च-07
81	कंसारी-थावेर (घनेरा) सर्किट नं० 2	एस/सी	गुजरात	27	मार्च-07

## वर्ष 2006-07 के दौरान पूर्ण किए गए उप-केन्द्रों को दर्शाने वाला विवरण

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमवीए)	पूर्ण होने का मास
---------	-------------------	----------------------------	-------------------	----------------	-------------------

## केन्द्रीय क्षेत्र

## I. 400 केवी (उप केन्द्र)

1	अमृतसर	400/220	पावरग्रिड	315	मई-06
2	मैसूर (प्रथम)	400/220	पावरग्रिड	315	मई-06
3	मैसूर (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	मई-06
4	मुजफ्फरपुर (प्रथम)	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त-06
5	गोरखपुर	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त-06
6	लखनऊ	400/220	पावरग्रिड	315	अगस्त-06
7	पुर्निया विस्तार	400/220	पावरग्रिड	315	सितं-06
8	गोरखपुर विस्तार	400/220	पावरग्रिड	315	सितं-06
9	सिलीगुड़ी विस्तार	400/220	पावरग्रिड	315	सितं-06
10	बहादुरगढ़	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टू-06
11	मैनपुरी (न्यू) द्वितीय आईसीटी (एस)	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टू-06
12	नरेन्द्र (द्वितीय)	400/220	पावरग्रिड	315	अक्टू-06
13	सतना	400/220	पावरग्रिड	315	नवंबर-06
14	मुजफ्फरनगर (विस्तार)	400/220	पावरग्रिड	315	जनवरी-07
15	सुभाषग्राम (न्यू)	400/220	पावरग्रिड	630	मार्च-07
16	पटना @	400/220	पावरग्रिड	315	मार्च-07
17	बलिया स्विचिंग स्टेशन @	400	पावरग्रिड	0	मार्च-07

## II. 220 केवी (उप केन्द्र)

1	बर्नपुर (2x50)	220/132	डीवीसी	100	जून-06
2	बरजोरा (2x50)	220/33	डीवीसी	100	नवंबर-06

## राज्य क्षेत्र

## II. 400 केवी (उप केन्द्र)

1	जेजुरी	400/220/33	महाराष्ट्र	167	अप्रैल-06
2	गुट्टूर (देबांगिरी) अति.	400/220	कर्नाटक	315	अप्रैल-06
3	नेल्लोर (द्वितीय)	400/220	आंध्र प्रदेश	315	मई-06
4	कसोर	400/220	गुजरात	315	जून-06
5	राजकोट (हडाला)	400/220	गुजरात	315	जून-06
6	ग्रेटर नौएडा	400/220	उत्तर प्रदेश	315	जून-06
7	अलमाटी	400/110	तमिलनाडु	200	सितं-06
8	काशीपुर (प्रथम)	400/220	उत्तरांचल	315	दिसं-06
9	काशीपुर (द्वितीय)	400/220	उत्तरांचल	315	दिसं-06
10	कंसारी (आग.)	400/220	गुजरात	315	दिसं-06
11	ग्रेटर नौएडा (द्वितीय)	400/220	उत्तर प्रदेश	315	मार्च-07
12	अकोला	400/220	महाराष्ट्र	315	मार्च-07
13	बमनौली (चतुर्थ)	400/220	दिल्ली	315	मार्च-07

## III. 220 केवी (उप केन्द्र)

1	जलना	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-06
2	जामदे	220/33	महाराष्ट्र	100	अप्रैल-06
3	घुले	220/33	महाराष्ट्र	25	अप्रैल-06
4	माधुवनाहल्ली (कोल्लीगल)	220/66	कर्नाटक	100	अप्रैल-06
5	टिब्बर (आग.) (प्रथम)	220/66	पंजाब	100	मई-06
6	टेपला (द्वितीय)	220/66	हरियाणा	100	मई-06
7	टिविम (द्वितीय)	220/110	गोवा	100	मई-06
8	प्रदानचंदई	230/110	तमिलनाडु	200	मई-06

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमपीए)	पूर्ण होने का मास
9	भरियानी (आग.) (100-50) (द्वितीय)	220/132	Assam	50	जून-06
10	ग्रेटर नौएडा	220/132	उत्तर प्रदेश	160	जून-06
11	रोहिणी-1 (चतुर्थ)	220/66	दिल्ली	100	जून-06
12	रोहतक (आग.) (100-50)	220/132	हरियाणा	50	जुलाई-06
13	नूना माजरा (बहादुरगढ़)	220/132	हरियाणा	100	जुलाई-06
14	कैथल	220/132	हरियाणा	100	जुलाई-06
15	हरिद्वार (भेल) (प्रथम)	220/132	उत्तरांचल	100	जुलाई-06
16	घाटनांदे	220/33	महाराष्ट्र	130	जुलाई-06
17	मेड़ता शहर	220/132	राजस्थान	100	अगस्त-06
18	हाथरस (पी)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	अगस्त-06
19	जौनपुर विस्तार (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	अगस्त-06
20	बीरसिंहपुर	220/132	मध्य प्रदेश	160	अगस्त-06
21	चन्द्रपुर (एमआईडीसी)	220/33	महाराष्ट्र	50	अगस्त-06
22	सिलठारा	220/132	छत्तीसगढ़	160	सितं-06
23	एनआरएस (आग.) (150-100)	220/66	कर्नाटक	50	सितं-06
24	निटदूर	220/110	कर्नाटक	100	अक्टू-06
25	अडालसर	220/11	गुजरात	50	अक्टू-06
26	औराई (आईसीटी-2)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	अक्टू-06
27	नारायणा (तृतीय)	220/33/11	दिल्ली	100	नवं-06
28	पपनकलां-II (प्रथम) \$	220/66	दिल्ली	100	अप्रैल-06
29	फतेहाबाद (तृतीय) (एस)	220/132	हरियाणा	100	नवं-06
30	हरिद्वार (भेल) (द्वितीय)	220/132	उत्तरांचल	100	नवं-06
31	पंतनगर (प्रथम)	220/132	उत्तरांचल	160	नवं-06
32	ऋषिकेश (2x160) \$	220/132	उत्तरांचल	320	अप्रैल-06
33	वालवे	220/33	महाराष्ट्र	100	नवं-06
34	टीकमगढ़ (न्यू)	220/132	मध्य प्रदेश	160	नवं-06
35	घनेरा	220/66	गुजरात	200	नवं-06
36	निटदूर (द्वितीय)	220/110	कर्नाटक	100	नवं-06
37	झटागी (द्वितीय)	220/66	कर्नाटक	100	नवं-06
38	काशीपुर (प्रथम)	220/132	उत्तरांचल	160	दिसं-06
39	काशीपुर (द्वितीय)	220/132	उत्तरांचल	160	दिसं-06
40	पंतनगर (द्वितीय)	220/132	उत्तरांचल	160	दिसं-06
41	झेलडेम	220/33	गोवा	50	दिसं-06
42	गुना	220/132	मध्य प्रदेश	160	दिसं-06
43	राजगढ़	220/132	मध्य प्रदेश	160	दिसं-06
44	शिवरामपल्ली (तृतीय)	220/132	आंध्र प्रदेश	100	दिसं-06
45	चन्द्रयानगुट्टा (चतुर्थ)	220/132	आंध्र प्रदेश	100	दिसं-06
46	गाचीबोअली (चतुर्थ)	220/132	आंध्र प्रदेश	100	दिसं-06
47	देवानहल्ली अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा	220/66	कर्नाटक	100	दिसं-06
48	मनसा (आग.) (द्वितीय)	220/66	पंजाब	100	जनवरी-06
49	तमबाटी	220/100	महाराष्ट्र	100	जनवरी-06
50	अंबरनाथ (तृतीय)	220/22	महाराष्ट्र	50	जनवरी-06
51	हरदोई	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-06
52	बस्ती (द्वितीय)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	जनवरी-06
53	आगरा विस्तार (1x160-1x100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	जनवरी-06
54	फूलपुर विस्तार (1x160-1x100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	जनवरी-06
55	रेवाडी (आग.)	220/132	हरियाणा	50	जनवरी-06
56	भीमावरम	220/132	आंध्र प्रदेश	200	फरवरी-07
57	सुब्रह्मण्यमपुरम (आग.) (150-100)	220/66	कर्नाटक	50	फरवरी-07
58	गटनधारा (अति.)	220/33	महाराष्ट्र	100	फरवरी-07
59	जामदे (अति.) तृतीय	220/33	महाराष्ट्र	100	फरवरी-07
60	भीमावरम (द्वितीय)	220/132	आंध्र प्रदेश	100	मार्च-07
61	उदयाधर (2x50)	230/33	तमिलनाडु	100	मार्च-07
62	पुर्ति	220/33	महाराष्ट्र	100	मार्च-07
63	संवागी	220/33	महाराष्ट्र	25	मार्च-07
64	मैंडा	220/132	महाराष्ट्र	100	मार्च-07
65	मैंडा	220/33	महाराष्ट्र	50	मार्च-07
66	उमरेद	220/33	महाराष्ट्र	25	मार्च-07

Annex 6.5

Page 6 of 6

क्र.सं.	उप केन्द्र का नाम	वोल्टेज अनुपात (केवी/केवी)	कार्यकर्ता एजेंसी	क्षमता (एमपीए)	पूर्ण होने का मास
67	वाटनाघारा (अति.)	220/33	महाराष्ट्र	100	मार्च-07
68	वालदे (अति.)	220/33	महाराष्ट्र	100	मार्च-07
69	मिवाडी	220/132	राजस्थान	100	मार्च-07
70	सुल्तानगढ़	220/132	राजस्थान	100	मार्च-07
71	गोरीमना	220/132	राजस्थान	100	मार्च-07
72	उज्जवशर	220/132	राजस्थान	100	मार्च-07
73	अतरीली	220/132	उत्तर प्रदेश	100	मार्च-07
74	छिबरागऊ (2x100)	220/132	उत्तर प्रदेश	200	मार्च-07
75	शामली विस्तार (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	मार्च-07
76	मैनपुरी विस्तार (160-60)	220/132	उत्तर प्रदेश	40	मार्च-07
77	औराई (आइसीटी-1)	220/132	उत्तर प्रदेश	100	मार्च-07
78	दरादाबाद विस्तार (160-100)	220/132	उत्तर प्रदेश	60	मार्च-07
79	सिलतारा	220/132	छत्तीसगढ़	160	मार्च-07
80	बभटेरा	220/132	छत्तीसगढ़	160	मार्च-07
81	महागमद	220/132	छत्तीसगढ़	160	मार्च-07
82	वपा	220/132	छत्तीसगढ़	160	मार्च-07
83	गुस्कर	220/132	छत्तीसगढ़	160	मार्च-07
84	पपनकला-II (द्वितीय)	220/66	दिल्ली	100	मार्च-07
85	पीथमपुर (अति.)	220/132	मध्य प्रदेश	160	मार्च-07
86	सिवनी (न्यू)	220/132	मध्य प्रदेश	160	मार्च-07
87	केमर (द्वितीय)	220/110	कर्नाटक	100	मार्च-07
88	हवेली (अति.)	220/110	कर्नाटक	100	मार्च-07
89	टेस्ट ग्राउंड				

132 कि.वो. और अधिक पर 10वी योजना संचारण कार्य कार्यक्रम, जैसा कि 41 गीगावाट की उत्पादन योजना के अनुरूप 2002 में अभिज्ञात किया गया था

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परियोजना का नाम और संचारण कार्य	वोल्टता (कि.वो.)	आरएस (किमी)/एमवी ए
------------------	----------	---------------------------------	---------------------	--------------------------

#### क) केन्द्रीय क्षेत्र- बहुक्षेत्रीय उत्पादन परियोजनाओं से संबंधित

##### अंतर-क्षेत्रीय

पावरग्रिड	कहलगांव विस्तार चरण-1 के एटीएस के लिए पूर्वी क्षेत्र-उत्तरी क्षेत्र संयोजकता (2x500 मे.वा)		
	1 बिहारशरीफ-बलिया 400 केवी क्याड डीसी	400	240
	2 पटना-बलिया 400 केवी क्याड डीसी	400	240
पावरग्रिड	कहलगांव विस्तार चरण-1 के एटीएस के लिए पश्चिमी क्षेत्र-उत्तरी क्षेत्र संयोजकता (2x500 मे.वा)		
	1 आगवा-मलानपुर 765 कि.वो. एससी, 400 कि.वो. पर प्रचालित	765 केवी op at 400 केवी	110
पावरग्रिड	कहलगांव विस्तार चरण-1 के एटीएस के लिए पूर्वी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र संयोजकता (1x500 मे.वा)		
	1 रायपुर में टीसीएससी के साथ रांची राउरकेला 400 केवी डीसी	400	170
	2 रायपुर में टीसीएससी के साथ राउरकेला-रायगढ़ 400 केवी डीसी	400	220
	3 रायपुर में टीसीएससी के साथ रायगढ़-रायपुर 400 केवी डीसी	400	225
	4 रायगढ़ में रायगढ़-रायपुर लाइन के दोनों सर्किटों पर 40% निर्धारित एससी और 5-15% टीसीएस	400	
पावरग्रिड	बाढ़ एसटीपीएस के लिए एटीएस के पूर्वी क्षेत्र-उत्तरी क्षेत्र संयोजकता		
	1 बाढ़-बलिया 400 क्याड डीसी	400	220
पावरग्रिड	उत्तरी करनपुरा संचारण प्रणाली		
	संचारण प्रणाली को अभिज्ञात किया जाना है ;		

##### उत्तरी क्षेत्र

पावरग्रिड	कहलगांव विस्तार चरण-1 के एटीएस के लिए उत्तरी क्षेत्र का हिस्सा (2x500 मे.वा)		
	1 बलिया (पीजी) स्विचिंग स्टेशन	400	
	2 बलिया-मऊ 400 केवी डीसी	400	50
	3 बलिया लखनऊ (पीजी) 400 डीसी 95 डिग्री से. के उच्चतम तापमान के लिए डिजाइन किया गया और दोनों सर्किटों पर श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति निर्धारित क्षतिपूर्ति की मात्रा अपने अध्ययनों द्वारा निर्धारित की जाएगी	400	350
	4 लखनऊ (पीजी)-बरेली (पीजी) 400 डीसी (95 डिग्री से. के उच्चतम तापमान के लिए डिजाइन किया गया )	400	250
पावरग्रिड	मैथान-आरबीसी के एटीएस का उत्तर-पूर्वी हिस्सा		
	1 बलिया-उन्नाव 765 केवी एससी, 400 केवी प्रचालन पर	765 केवी op at 400 केवी	360
	2 उन्नाव-आगरा 765 केवी एससी, 400 केवी प्रचालन पर	765 केवी op at 400 केवी	270
	3 मेरठ-मालेरकोटला 400 डीसी	400	270
	4 आगरा-मेरठ 765 केवी एससी (400 केवी पर प्रचालित ) अथवा 400 केवी डीसी लाइन	765 केवी op at 400 केवी	230
पावरग्रिड	बाढ़ एसटीपीएस के लिए एटीएस का उत्तरी क्षेत्र हिस्सा		
	1 बलिया-मिवाडी एचवीडीसी बाईपोल (इस एचवीडीसी लाइन की संयोजकता आगे अध्ययनों के बाद निर्धारित की जाएगी)	HVDC	1000

##### पश्चिमी क्षेत्र

पावरग्रिड	बाढ़ एसटीपीएस के लिए एटीएस का पश्चिमी क्षेत्र हिस्सा		
	1 सिवनी-बीना 765 केवी एससी 400 केवी प्रचालन पर	765 केवी op at 400 केवी	330

नगरपालिका एजेन्सी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संवर्णन कार्य	वोल्टता (कि.वो.)	अरएल (किमी)/एमवी ए
-------------------	---------	----------------------------------	---------------------	--------------------------

## दक्षिणी क्षेत्र

शून्य

## पूर्वी क्षेत्र

पावरग्रिड

- कहलगांव विस्तार चरण-1 के एटीएस के लिए पूर्वी क्षेत्र हिस्सा (2x500 मे.वा)  
 1 कहलगांव-पटना 400 केवी क्वाड डीसी  
 2 पटना(पीजी) 400/220 केवी उपकेन्द्र, 2x315एमवीए  
 3 मैदान (पीजी)-रांची 400 डीसी  
 4 रांची 400/220 केवी एस/एस ऑफ पीजी, 2x315एमवीए

400 200  
 400 2x315  
 400 200  
 400/220 2x315

पावरग्रिड

- मैदान-आरबीसी के एटीएस का पूर्वी क्षेत्र हिस्सा  
 1 मैदान आरबी टीपीएस-मैदान पीजी 400 डीसी  
 2 मैदान आरबी टीपीएस-रांची 400 डीसी

400 40  
 400 200

पावरग्रिड

- बाढ़ एसटीपीएस के लिए एटीएस का पूर्वी क्षेत्र हिस्सा  
 1 बाढ़ 2xडीसी पर कहलगांव-पटना का लिलो

400 50

## उत्तर-पूर्वी क्षेत्र

शून्य

## ख) केन्द्रीय क्षेत्र-क्षेत्रीय उत्पादनपरियोजनाओं और प्रणाली सुदृढीकरण से संबंधित क्षेत्रीय/अंतर-क्षेत्रीय प्रणाली

## अंतर-क्षेत्रीय

पावरग्रिड/ टाटा पावर  
के साथ संयुक्त उद्यम

ताला एचईपी के लिए पू.क्ष.-उ.क्ष. संयोजकता

- 1 मुजफ्फरपुर-गोरखपुर डीसी (क्वाड)  
 2 मुजफ्फरपुर-गोरखपुर लाइन पर श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति

400 207  
 400 40+15 %

पावरग्रिड

- पू.क्ष.-द.क्ष. संयोजकता-गाजुबाका दूसरी 500 मे.वा. एचवीडीसी स्कीम  
 1 गाजुबाका एचवीडीसी-बी-टी-बी दुसरा लिंक (1x500 मे.वा)  
 2 जौपुर-गाजुबाका 400 केवी डीसी लाइन पर श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति

HVDC 500मे.वा  
 400 SC-50%

पावरग्रिड

- तलचौर एसटीपीसी चरण-II 4x500 मे.वा के लिए पू.क्ष.-द.क्ष. संयोजकता  
 1 तलचौर-कौलार - 500 केवी 2000 मे.वा एचवीडीसी बाइपोल

HVDC 1500

पावरग्रिड

- रायपुर-राउरकेला 400 केवी डीसी लाइन पर पू.क्ष.-प.क्ष. श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति  
 1 रायपुर-राउरकेला 400 केवी डीसी पर 40% निर्धारित श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति और 15% टीसीएससी

400

## उत्तरी क्षेत्र

पावरग्रिड

- चमेरा-11 एचईपी (300 मे.वा)- 2004-5  
 1 चमेरा-11 डीसी पर चमेरा-1 -किशनपुर का लिलो

400 35

पावरग्रिड

- दुलहरवी एचईपी (3x130 मे.वा) 2003-4  
 1 दुलहरवी-किशनपुर एस/एस  
 2 किशनपुर-बमरा डीसी  
 3 किशनपुर एस/एस (आग.)

400 61  
 400 185  
 400/220 1260

पावरग्रिड

- मौलीगंगा एचईपी (4x70 मे.वा) 2004-5  
 1 मौलीगंगा -बरेली (यूपीपीसीएल) डीसी  
 (प्रारंभ में 220 केवी पर प्रचालित)

400 330

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परिवर्तन का नाम और संक्षेपण कार्य	क्षेत्रफल (कि. मी.)	आवरण (कि. मी.)/एकड़ ए
पावरग्रिड		सेवा एजेंसी (120 मे. वा) 2006-7		
	1	सेवा - हीसनगर डी/सी	132	70
	2	सेवा-खजुरा व एक सॉफ्ट वाया महानपुर डी/सी	132	70
पावरग्रिड		नाथपा-आकड़ी एजेंसी (6x250 मे. वा) 2003-4		
	1	नाथपा आकड़ी-अदुल्लापुर डी/सी	400	180
	2	अदुल्लापुर-बयाना डी/सी	400	167
	3	बयाना-मियानी डी/सी	400	98
	4	नाथपा-आकड़ी नालागढ़ डी/सी	400	145
	5	नालागढ़-हिसार डी/सी	400	250
	6	हिसार-जयपुर एस/सी	400	277
	7	हिसार (बीजी)-हिसार (बीबीएमबी) डी/सी	220	10
	8	हिसार एस/एस	400/220	bay
	9	अदुल्लापुर एस/एस	400/220	630
	10	बयाना एस/एस (आग.)	400/220	bay
	11	नालागढ़ एस/एस	400/220	630
	12	जालंधर-दीसा डी/सी	220	50
	13	जालंधर नै चमरा-भोगा डी/सी व लिलो	400	9
	14	जालंधर एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		रिहंद एसटीपीएस-II ( 2x 300 मे. वा) प्रवर्ध-3/06, द्वितीय-3/07		
	1	इलाहाबाद-मैनपुरी-बल्लभगढ़-डी/सी	400	317
	2	मैनपुरी एस/एस	400/220	315
	3	रिहंद इलाहाबाद डी/सी	400	149
	4	दादरी-पानीपत द्वितीय सॉफ्ट	400	111
	5	पटियाला-मलेरकोटला एस/सी	400	64
	6	कैथल में नालागढ़-हिसार के प्रथम सॉफ्ट व लिलो-डी/सी	400	15
	7	पटियाला नै नालागढ़-हिसार के प्रथम सॉफ्ट व लिलो-डी/सी	400	11
	8	कैथल एस/एस	400/220	630
	9	पटियाला एस/एस	400/220	630
	10	मैनपुरी एस/एस(आग.)	400/220	315
	11	अदुल्लापुर एस/एस(आग.)	400/220	315
पावरग्रिड		शम्भुर एजेंसी (500 मे. वा) 2005-6		
	1	शम्भुर में नाथपा-आकड़ी-नालागढ़ डी/सी व लिलो	400	30
	2	पटियाला-लुधियाना 400 केवी डी/सी	400	140
	3	कैथल में पटियाला-हिसार 400 केवी व लिलो	400	40
	4	पटियाला में नालागढ़-कैथल व लिलो	400	40
पावरग्रिड		टिहरी एजेंसी-I (4x250 मे. वा) द्वितीय 3/03, तृतीय व चतुर्थ-3/04		
	1	टिहरी -मेरठ 2 x एस/सी (प्रारंभ में 400 केवी पर प्रचालित)	800	181
	2	मेरठ-मंडोला डी/सी	400	60
	3	मेरठ-मुजफ्फरनगर एस/सी	400	37
	4	मेरठ एस/एस	400/220	945
	5	मुजफ्फरनगर एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		दादरी-II टीपीएस (490 मे. वा)		
	1	दादरी-मलेरकोटला-II एस/सी सॉफ्ट	400	300
पावरग्रिड		ऊमाहार टीपीएस-III (1 x 210 मे. वा)		
	1	ऊमाहार-रायबरेली एस/सी	220	25
	2	रायबरेली में ऊमाहार-लखनऊ/विन्ड 220 केवी डी/सी व लिलो	220	20
	3	रायबरेली 220/132 केवी, 2x100 एमवीए एस/एस	220	200
पावरग्रिड		कोटेडवर एजेंसी (400 मे. वा)		
	1	कोटेडवर-टिहरी पुलिंग प्वाइंट डी/सी	400	40
	2	टिहरी पीपी व टिहरी पीपी जीआइएस एस/एस पर टिहरी-मेरठ लाइनों व लिलो	400	10
	3	टिहरी पीपी-मेरठ व 50x भूखलाबद्ध क्षतिपूर्ति 2x एस/सी	400	
पावरग्रिड		टिहरी एजेंसी पीएसएस (4x250 मे. वा) प्रवर्ध व द्वितीय 3/06, तृतीय व चतुर्थ-3/07		
	1	टिहरी-टिहरी पुलिंग प्वाइंट तृतीय सॉफ्ट (प्रारंभ में 400 केवी पर प्रचालन)	800	25
	2	टिहरी पुलिंग प्वाइंट एसडब्ल्यू एक्स. निर्माण		
	3	765 केवी पर टिहरी-मेरठ 2x एस/सी की धारिण	765	
	4	टिहरी एस/एस	765/400	3x1000
	5	मेरठ एस/एस	765/400	3x1000

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संचारण कार्य	कोस्टका (कि.से.)	आरएस (किमी)/एनबी ए
कार्यकारी एजेंसी के साथ संबंधित उद्योग		उ.शे. सुदृढ़ीकरण (सतत एनर्जी के कारण बर्धित अवकाश के लिए)		
	1	गोरखपुर-लखनऊ (न्यू) डी/सी	400	272
	2	लखनऊ (न्यू)- उन्नाव डी/सी	400	70
	3	बरेली-मंडोला डी/सी	400	235
	4	महासानी बाग-2xडी/सी पर दादरी- समथपुर डी/सी लाइन का लिलो	400	20
	5	गोरखपुर (न्यू)-गोरखपुर (उ.प्र.) अंतःसंयोजन-डी/सी	400	25
	6	2x63 एनबीए आर एस/आर के साथ गोरखपुर एस/एस (न्यू)	400/220	1x315
	7	न्यू लखनऊ एस/एस (न्यू)	400/220	1x315
	8	महासानी बाग एस/एस (न्यू)*	400/220	630
	9	2x50 एनबीए आर एस/आर के साथ बरेली एस/एस (न्यू)	400/220	315
कार्यकारी		उ.शे. पूरव सुदृढ़ीकरण (सतत एनर्जी के कारण बर्धित अवकाश के लिए)		
	1	जालंधर-अमृतसर एस/सी	400	65
	2	बहादुरगढ़ में बयाना-बियानी एस/एस का लिलो-डी/सी	400	9
	3	अमृतसर एस/एस (न्यू)	400/220	1x315
	4	बहादुरगढ़ एस/एस (न्यू)	400/220	1x315
	5	गोरखपुर एस/एस (आग.)-दुसरा टेरिफ	400/220	1x315
कार्यकारी		संचारण कार्य का सुदृढ़ीकरण :-		
	1	इलाहाबाद एस/एस	400/220	2X315
	2	बिजनपुर-मोगा 2X एस/सी (प्रारंभ में 400 केबी पर प्रचालन )	800	280
	3	हमीरपुर-जालंधर डी/सी	220	121
	4	कनपुर-बल्लभगढ़ पर एकएसीटी एस/सी	400	35x
	5	बियाड़ी पर बस्ती-बल्लभगढ़ एस/सी का लिलो-डी/सी	400	70
	6	बियाड़ी एस/एस	400/220	630
	7	आगरा (पीजी)-आगरा (पीजीसीआईएस)-डी/सी	400	60
	8	इलाहाबाद में सिंगरीली-कानपुर डी/सी का लिलो-2xडी/सी	400	4
	9	मुरादनगर में पनखी-मुरादनगर लाइन पर 400x श्रृंख.	400	40x
	10	इलाहाबाद-रीवा रोड डी/सी	220	6
	11	इलाहाबाद-फूलपुर एस/सी	220	37
	12	नैरठ (पीजी) पर मोदीपुरम-सिवायली एस/सी का लिलो-डी/सी	220	10
	13	नैरठ (पीजी) का मोदीपुरम-मुजफ्फरपुर एस/सी का लिलो-डी/सी	220	5
	14	नैरठ (पीजी)-शताब्दीनगर-डी/सी	220	4.5
	15	मऊ-बलिया एस/सी	132	6.5
कार्यकारी		बल्लभगढ़ एस/एस (आग.)- 4 था टेरिफ	400/220	315
		काफी परियोजनाओं में शामिल किए जाने के लिए संचारण कार्य		
	1	रुड़की एस/एस	400/220	1x315
	2	रुड़की एस/एस का अधिकृत-मुजफ्फरपुर लाइन का लिलो	400	10
	3	मुजफ्फरपुर सिरे पर रुड़की-नैरठ लाइन को खोलकर रुड़की-मुजफ्फरपुर लाइन का विस्तार	400	50
कार्यकारी		ग्रामीणी सुदृढ़ीकरण उ.शे.-I, लखन		
	1	कानपुर-औरंगा डी/सी	400	120
	2	पीजी का बरेली रियरिंग स्टेशन	400	
	3	बरेली (पीजी) पर लखनऊ-मुतादाबाद एस/सी का लिलो	400	20
	4	बरेली (पीजी) 2xडी/सी पर बरेली-मंडोला डी/सी का लिलो	400	10
	5	बरेली (पीजी)-मुतादाबाद एस/सी	400	80
	6	लखनऊ पीजी पर सुतानपुर-लखनऊ एस/सी का लिलो	400	30
कार्यकारी		ग्रामीणी सुदृढ़ीकरण उ.शे.-II, लखन		
	1	95 किमी से. के लिए डिजाइन की इलाहाबाद-मैनपुरी 400 केबी डी/सी लाइन पर 40x की निर्धारित श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	0.4	
	2	आगरा-जयपुर डी/सी	400	225
	3	बंगलूर, सीकरा ट्रांसफार्मर	400/220	1X315
कार्यकारी		ग्रामीणी सुदृढ़ीकरण उ.शे.-III, लखन		
	1	मालेरकोटला-बुधिया-जालंधर एस/सी	400	150
	2	पीजी का 400/220केबी एस/एस/न्यू 2x315 एनबीए	400/220	2X315
	3	फतेहाबाद में हिसार के एक सर्किट-मोगा डी/सी का एक लाइन	400	
	4	पीजी का फतेहाबाद एस/एस, 2x315एनबीए	400/220	2X315



कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षेपण कार्य	क्षेत्रफल (चि.के.)	आवक (रु.के.)
पावरग्रिड		प्रणाली सुदृढीकरण उ.क्ष.-IV, लखन		
	1	उ.क्ष. प्रणाली में एसवीसी सहायता का प्रत्ययान (क्षतिपूर्ति की कुल मात्रा, उसका आकार तथा स्थान का निर्धारण आगे अध्ययनों के बाद किया जाएगा)		
पावरग्रिड		प्रणाली सुदृढीकरण उ.क्ष.-V, लखन-बलिया-बिजौली एमपीडीसी कक्षोत्तर केन्द्र में बिंग		
	1	बिजौली में हिसार-जयपुर का सिलो	400	25
	2	बिजौली-आगरा डीसी	400	150
	3	बिजौली-मोना डीसी	400	320
<b>पश्चिमी क्षेत्र</b>				
पावरग्रिड		लखनपुर विस्तार न्युक्लिस्वर ( 2x500 मे.वा )		
	1	टीएपीपी (विस्तार)-पाडघे डी/सी	400	92
	2	टीएपीपी (विस्तार)-बोइसर डी/सी	400	20
	3	वापी (पीजी) पर गंधार-पाडघे एस/सी लाइन का सिलो	400	3
	4	बोइसर में वापी (पीजी)-पाडघे एस/सी लाइन का सिलो	400	31
	5	टीएपीपी (विस्तार)-बोइसर एस/सी (स्टार्ट अप पावर के लिए)	220	20
	6	बोइसर 400/220 केवी एस/एस	400/220	630
	7	वापी (पीजी) 400/220 केवी एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		सिफत एसटीपीपी-I ( 3x660 मे.वा )		
	1	सिफत -सिवनी 2xएस/सी	765	2x336
	2	सिवनी-खंडवा डी/सी (क्याड एस/सी)	400	373
	3	सिफत में कोरबा एसटीपीएस-सयपुर के एक सर्किट का सिलो, डी/सी	400	5
	4	सिवनी में भिलाई-सतपुड़ा एस/सी लाइन का सिलो, डी/सी	400	7
	5	नागदा-देहगाम डी/सी	400	332
	6	राजगढ़ 2xडी/सी पर सरदार सरोवर-नागदा के दोनों सर्किटों का सिलो डी/सी	400	2x11
	7	सिवनी एस/एस	765/400	3000
	8	सिवनी एस/एस	400/220	630
	9	राजगढ़ एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		सिफत एसटीपीपी-II ( 2x500 मे.वा ) (पहले 1x660 मे.वा)		
	1	खंडवा-राजगढ़ डी/सी	400	213
	2	बीना-मलानपुर एस/सी(पहले 400 केवी पर प्रचालन)	765	245
	3	भाटपाड़ा में कोरबा-सयपुर लाइन का सिलो	400	15
	4	मलानपुर एस/एस	400/220	630
	5	भाटपाड़ा एस/एस	400/220	630
	6	सिवनी एस/एस(आग.)	765/400	1500
पावरग्रिड		सिफत एसटीपीपी-II बुरक		
	1	सिवनी -बरवा एस/सी (प्रारंभ में 400 केवी पर प्रचालन)	765	275
	2	बरवा-अकौला, डी/सी	400	160
	3	अकौला-औरंगाबाद, डी/सी	400	265
	4	बरवा एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		विद्युत्त-III 2x500 मे.वा		
	1	विद्युत्त - सतना, डी/सी	400	270
	2	सतना-बीना, डी/सी	400	277
	3	बीना (पीजी) पर सतना-बीना(एमपी) का सिलो, डी/सी	400	5
	4	राजगढ़ 2xडी/सी पर सयपुर-सउरकेला के दोनों सर्किटों का सिलो	400	30
	5	सतना	400/220	315
	6	बीना	400/220	315
	7	राजगढ़	400/220	630
पावरग्रिड		प्रणाली सुदृढीकरण एमपी		
	1	खंडवा उप-केन्द्र की स्थापना		
	1	खंडवा 2xडी/सी पर इटारसी-धुले के दोनों सर्किटों का सिलो	400	2x29
	2	खंडवा एस/एस	400/220	630
पावरग्रिड		कोरबा-विद्युत्त दुसरे सर्किट की स्थापना		
	1	कोरबा-विद्युत्त दुसरा सर्किट	400	285
पावरग्रिड (आईपीटीपी स्ट)		बीना-नागदा लाइन का निर्माण		
	1	बीना-नागदा डी/सी लाइन	400	332

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षेपण कार्य	प्रोस्टका (कि.जे.)	आवक (कि.जे.)/एनपी ए
कार्यकारी		पु.अ. से ए.अ. और ड.अ. को अतिरिक्त विद्युत का हस्तांतरण		
	1	रायपुर-धनपुर डी/सी लाइन (सीता व गीता सर्किट)	400	344
कार्यकारी		सिवनी-खंडवा 400 केवी डीसी लाइन पर श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति		
	1	सिवनी-खंडवा 400 केवी डीसी लाइन पर निर्धारित 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	400	
कार्यकारी		ए.अ.-II की प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	सिफत-रायपुर डी/सी लाइन	400	140
	2	सिवनी-खंडवा 400 केवी डीसी लाइन पर निर्धारित 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	400	
	3	इटासी में आईसीटी	400	315
कार्यकारी		ए.अ.-III की प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	धनपुर-मद्रास डी/सी लाइन	400	10
<b>दक्षिणी क्षेत्र</b>				
कार्यकारी		कलबोरा एस्टीमेट-II 4x500 मे.अ		
	1	कोलार-हुडी, डी/सी	400	25
	2	कोलार-मद्रास, एस/सी	400	230
	3	कोलार-होसुर-सलेम, एस/सी	400	200
	4	सलेम-उदुमालपुर, एस/सी	400	167
	5	कोलार में कुख्या-सोमनाहल्ली का सिलो	400	10
	6	होसुर एस/एस	400/220	630
	7	सलेम-हुडी, उदुमालपुर और मद्रास एस/एस विस्तार	400/220	
कार्यकारी		कलबोरा परम-II के लिए दक्षिणी क्षेत्र के लिए अति. योजना		
	1	कोलार-होसुर लॉक डी/सी बनाया जाएगा	400	50
कार्यकारी		प्रणाली सुदृढीकरण ड.अ.		
	1	विजयवाड़ा-नेल्सोर 400 केवी डी/सी लाइन	400	340
	2	नेल्सोर-एतवी बुदूर 400 केवी डी/सी लाइन	400	189
कार्यकारी		श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति (एनएससी)		
	1	नागार्जुनसागर-कुख्या डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों के कुख्या सिरे पर 40% श्रृं.	400	
	2	2Xएस/सी गुटी-नीलमंगला लाइन पर गुटी सिरे पर 40% श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	400	
कार्यकारी		रामगुंडम एस्टीमेट परम-III 500 मे.अ		
	1	रामगुंडम-हैदराबाद 400केवी डी/सी लाइन	400	200
	2	हैदराबाद-कुर्नूल-गुटी 400केवी एस/सी लाइन	400	300
	3	गुटी-नीलमंगला 400केवी एस/सी लाइन	400	250
	4	खम्माम-नागार्जुनसागर 400केवी एस/सी लाइन	400	150
	5	हैदराबाद, गुटी में 400केवी के विस्तार	400	
	6	खम्माम, नागार्जुनसागर, कुर्नूल और नीलमंगला		
कार्यकारी		केरल के दुबारे कीड के लिए कारेण प्रणाली		
	1	मदुरै-तिरुवनंतपुरम 400केवी डी/सी लाइन	400	260
कार्यकारी		गाजियाबाद 500 मे.अ एनपीडीसी स्कीम		
	1	गाजियाबाद एनपीडीसी डी-टी-बी दूसरा लिंक (1x500 मे.अ)	HVDC	
	2	गाजियाबाद-विजयवाड़ा, डी/सी (2x3 सर्किट)	400	380
कार्यकारी		कैंग कारेण प्रणाली		
	1	कैंग-सिरसा-देवागिरी, डी/सी (400 केवी प्रणाली तक उन्नयन)	400	240
	2	कैंग-नरेन्द्र 400 केवी, डी/सी	400	106
	3	नरेन्द्र एस/एस	400/220	630

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परियोजना का नाम और संक्षारण कार्य	मोल्डता (कि. मी.)	आवृत्त (किमी)/एनमी ए
कार्यकारी		कैमरा खण्ड-II (यूनिट 3 & 4) कार्यकारी प्रणाली		
	1	नरेंद्र-देवागिरी डी/सी	400	150
	2	नीलमंगला-मैसूर डी/सी	400	155
	3	मैसूर-कोडीकोड डी/सी	400	215
	4	मैसूर-कोडीकोड और मैसूर-कोडीकोड पर सिलो	400	40
	5	मैसूर, कोडीकोड और मैसूर-कोडीकोड पर सिलो	400/220	630
	6	विजयवाड़ा और हिरपुर एस/एस व दूसरा ट्रांसफार्मर	400/220	315
	7	मैसूर-कोडीकोड पर सिलो पर 1x50 एनमीए के सिच योग्य लाइन रिपेक्टर-मैसूर-कोडीकोड पर श्रीपेरबदूर एस/सी लाइन	400	50एनमीएआर
	8	मैसूर के कोडीकोड सिरे पर 2x50 एनमीए के सिच योग्य लाइन रिपेक्टर- कोडीकोड डी/सी लाइन	400	100एनमीएआर
	9	मैसूर और नरेंद्र एस/एस में 1x50 एनमीए प्रत्येक का बस रिपेक्टर	400	100एनमीएआर
कार्यकारी		नेकडली विस्तार (420 मे. का)		
	1	पीएस डी/सी लाइन एनएलसी-ग्रिड के एक सर्किट का सिलो	400	20
कार्यकारी		नेकडली टीएस-II विस्तार (500 मे. का)		
	1	नेकडली टीएस-II विस्तार-नेकडली टीएस-II 2xएस/सी	400	8
	2	नेकडली टीएस-II विस्तार-पुनसुर डी/सी	400	225
	3	पुनसुर-मदुरी डी/सी	400	140
	4	उदुमपट्ट-अरसुर डी/सी	400	78
	5	पांडेचेरी में नेकडली एस/सी मदुर एस/सी का सिलो (1xडी/सी)	400	30
	6	वारंगल में रामगुडन-खम्मम एस/सी का सिलो (1xडी/सी)	400	18
	7	पुनसुर, अरसुर, पांडेचेरी और वारंगल एस/एस	400/220	630
	8	नेकडली-पुनसुर डी/सी के पुनसुर सिरे पर 2x50 एनमीए लाइन रिपेक्टर (सिच योग्य)	400	1x50एनमीएआर
कार्यकारी		प्रणाली सुदृढीकरण - III ख. के.		
	1	गुटी-रायपुर डी/सी (क्याद)	400	160
	2	नीलमंगला-सोनमहल्ली डी/सी	400	50
पूर्वी क्षेत्र		कलस एजेंसी के साथ संबंध कार्यकारी प्रणाली (6x170 मे. का)		
कार्यकारी टटा फलर के साथ संयुक्त उपकरण				
	1	ताला (भारत के बोर्डर से)- सिलीगुडी 2X डी/सी	400	210
	2	सिलीगुडी-पुर्निया डी/सी (क्याद)	400	160
	3	पुर्निया-मुजफ्फरपुर डी/सी (क्याद)	400	255
	4	सिलीगुडी एंड पुर्निया का सिलो	400	68
	5	मुजफ्फरपुर डी/सी बीएसईसी 220 केवी डी/सी लाइन	400	20
	6	मुजफ्फरपुर (2x315), लखनऊ (1x315) & गोरखपुर (1x315) एस/एस	400/220	4x315
	7	315 एनमीए ट्रांसफार्मर के द्वारा पुर्निया का उन्नयन	400/220	1x315
	8	2x63 एनमीएआर लाइन रिपेक्टर के साथ मुजफ्फरपुर एस/एस	400	126एनमीएआर
कार्यकारी		पूर्वी क्षेत्र- कलस एजेंसी के लिए पुरक सुदृढीकरण		
	1	विहारसरीफ-मुजफ्फरपुर डी/सी	400	140
	2	सुभाषग्राम में कलस-जीरता 400 केवी एस/सी का सिलो	400	70
	3	सुभाषग्राम एस/एस	400/220	2x315
	4	315 एनमीए ट्रांसफार्मर के द्वारा सिलीगुडी का उन्नयन	400/220	1x315
पारसगिड		पूर्वी क्षेत्र का सुदृढीकरण-गजुखन द्वितीय 500 मे. का एनमीडीसी योजना		
	1	रेगाली-इंद्रावती 400केवी एस/सी लाइन का श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	400	SC-40x
	2	मैसूरुखली-जयपुर- 400केवी एस/सी लाइन का श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति	400	SC-40x
कार्यकारी		उत्तरवर्ग एसटीपीसी वारम-11 एटीएस का पूर्वी हिस्सा		
	1	कनवर्टर स्टेशन के साथ 400/220केवी स्टेशन	400/220	500
डीवीसी		मेजिया युनिट 4 (210)		
	1	मेजिया-गोला डी/सी	220	150
	2	गोला एस/एस	220/33	200
डीवीसी		मेजिया युनिट 5 (250)		
	1	मेजिया-दुर्गापुर (डीवीसी), डी/सी	220	60

कार्यकारी एकाई	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षेपण कार्य	कोटेशन (कि.मो.)	अवधि (दिनांक)/एकाई
डीडीसी		बनपुर ग्रुपिट 7-8 (2x250)		
	1	आनखोर पर बनपुर-कल्याणेश्वरी का सिलो	220	15
	2	आनखोर-गिरीडीह डी/सी	220	60
	3	गिरीडीह-कोठना डी/सी	220	100
	4	आनखोर एस/एस, गिरीडीह एस/एस, कोठना एस/एस	220/33	3x200
पावरग्रिड		तीस्ता धरण III एकाईसी (132)		
	1	तीस्ता धरण III एकाईसी - न्यू जलपाईगुडी एस/सी (टविन मूज)	220	50
पावरग्रिड		तीस्ता धरण IV एकाईसी (168)		
	1	तीस्ता एलडी IV - न्यू जलपाईगुडी डी/सी	220	35
	2	तीस्ता एलडी IV - तीस्ता धरण III, एस/सी (सिंगल मूज)	220	15
पावरग्रिड		तीस्ता धरण V एकाईसी (3x170)		
	1	तीस्ता धरण V एकाईसी-सिलीगुडी डी/सी	400	120
उत्तर-पूर्वी क्षेत्र				
पावरग्रिड		कोपिल II ( 1x25 मे.वा)		
	1	वर्तमान प्रणाली पर्याप्त	-	-
पावरग्रिड		त्रिपुरा जीसीपीएस (280 मे.वा)		
	1	त्रिपुरा जीसीपीएस - बदरपुर/सिलचर डी/सी ( टविन मूज कंडक्टर)	220	250
	2	बदरपुर-सिलचर-कोपिली (न्यू) - डी/सी ( टविन मूज कंडक्टर)	220	150
	3	कोपिली में (न्यू)एस/एस-2x डी/सी कोपिली-मीसा के दो सर्किटों का सिलो	220	20
	4	त्रिपुरा जीसीपीएस-अगस्तला - डी/सी	132	70
	5	कोपिली (न्यू) एसडब्ल्यू/एस डबलनाडू	220/132	-
	6	बदरपुर एस/एस	220/133	200
पावरग्रिड		सुरियल एकाईसी (2x30 मे.वा)		
	1	सुरियल-एफावल एस/सी	132	50
	2	सुरियल एकाईसी पर जिरिबैन-अजवाल का सिलो	132	15
पावरग्रिड		प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	रंगाटी-जीरो एस/सी	132	25
	2	जीरो एस/एस	132/33	4x5(1-phase)
	3	एएससी कंडक्टर के साथ कोपिली-कांडांग में 132 केवी एस/सी की रिकंडक्टरिंग	132	15
	4	220/132 केवी आइसीटी का कोपिली एकाईसी पर उन्नयन	220/132	100
	5	जीसीपीएस कैथागुडी पर रिक्टर का प्रावधान	-	-
	6	अजवाल (बीजी)-अजवाल (फिओरन) एस/सी के दूसरे सर्किट की वसाई	132	8.5
		सलाबटी एस/एस का उन्नयन	220/132	50
ग) राज्य क्षेत्र				
उत्तरी क्षेत्र				
आरक्षणीय/एएस	एएससी	बारसिंगसर सिग्नल टैबीडल (2x125 मे.वा)		
	1	बारसिंगसर-नागौर 2xएस/सी	220	100
	2	बारसिंगसर-फालोदी एस/सी	220	100
	3	बारसिंगसर-बीकनर एस/सी	220	30
दिल्ली		प्रगति सीसीटीटी (330 मे.वा)		
	1	एएससी के द्वारा आईपी-पटवर्धन डी/सी की रिकंडक्टरिंग	220	
हरियाणा		छज्जेडीवाल टैबीएस-IV (2x250)		
	1	पानीपत-जिंद डी/सी	220	50
	2	पानीपत-साफीदोन डी/सी	220	30
	3	साफीदोन-जिंद डी/सी	220	30
हि.प्र.		सारजी एकाईसी (126 मे.वा)		
	1	सारजी-खंगु डी/सी	132	63
	2	सारजी-डी सी पर गगाल-सायमाई लाइन के एक सर्किट का सिलो	132	1

कार्यकारी एवम्	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षेप कार्य	खोटाख (कि.मी.)	आरक्षण (कि.मी.)/एकड़ ए
	3	गगास-सारागाई डी/सी का तारपी सेक्शन	132	63
		कार्य-1 एवम् (66 मे.ख)		
	1	काहांग पर बंगूर-विमानपुरा डी/सी के एक सर्किट का सिलो	220	25
प्रमुख कार्य		बगलीहार एवम् (450 मे.ख)		
	1	विमानपुरा-बगलीहार डी/सी	400	70
	2	बगलीहार में बंगूर-विमानपुरा डी/सी के एक सर्किट का सिलो	400	3
प्रमुख		डीएचटी-II (2x250)		
	1	एएसी के साथ डीएचटी-कनैकपुरा डी/सी की से-कंडक्टरिंग	220	25
		साहपुर-कंडी एवम् (168 मे.ख)		
	1	आरक्षण साहपुर-कंडी एवम्-1 डी/सी	220	17
	2	साहपुर करम-1- सरगा डी/सी	220	17
प्रमुख		रामगढ़ डी/सी-डी/सी-II (70 मे.ख)		
	1	रामगढ़-जैसलमेर एवम्/सी	220	70
	2	जैसलमेर-सिन्धुवा एवम्/सी	220	230
	3	रामगढ़ एवम्/एव	220/132	100
	4	जैसलमेर एवम्/एव	220/132	100
		मथानिका डी/सी-डी/सी (140 मे.ख)(2004-5)		
	1	मथानिका में जोधपुर-सिन्धुवा का सिलो-डी/सी	132	5
	2	मथानिका -जोधपुर एवम्/सी	132	70
		कंटा-टी/डी/सी-VI (195 मे.ख)		
	1	कंटा-टी/डी/सी-कंटा-टी डी/सी(प्रारंभ में 220 केवी पर कार्य)	400	105
	2	कंटा-टी(400) में बिरोड-देकरी का सिलो-डी/सी	220	35
	3	कंटा-टी(400) में बीसखड़ा-कंटा-टी का सिलो-डी/सी	220	1
	4	कंटा-टी (400)-कंटा-टी (220)-एवम्/सी	220	11
	5	कंटा-टी एवम्/एव	400/220	630
		सुरगढ़ टी/डी/सी-III (1x250)		
	1	सुरगढ़-बीकानेर एवम्/सी ऑन डी/सी	220	150
	2	सुरगढ़-बोराडी डी/सी याथा सुविधा	220	125
प्रमुख		परिष्कार (1x210 मे.ख)		
		परिष्कार-मैगपुरा डी/सी	220	90
		अनवरत 'सी' (1x500 मे.ख)		
	1	765 केवी पर अनवरत-उन्नाव को कार्पिंग एवम्/सी साइन	800	
	2	अनवरत एवम्/एव	765/400	2x630
	3	उन्नाव एवम्/एव	765/400	3x630
प्रमुख		मनेरी वाली एवम्-II (304मे.ख)		
	1	मनेरी-त्रिविकेस-II एवम्/सी	220	70
	2	मनेरी-II डी/सी पर त्रिविकेस-मनेरी-I का सिलो	220	5
	3	मनेरी-II डी/सी पर मनेरी-I-बंवा लाइन का सिलो	220	15
प्रमुख क्षेत्र		गोडबाला सडिब (2x250मे.ख)		
प्रमुख	1	गोडबाला-उन्नाव सडिब डी/सी	220	60
		गोडबाला-उन्नाव डी/सी	220	25
		गोडबाला सडिब-2xडी/सी पर पनडेर-बीरवास डी/सी का सिलो	220	10
		गोडबाला एवम्/एव	220/132	100

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षेप काव्य	कोस्ट (क्र.मो.)	अवधि (किमी)/एनपी
हि.प्र.		कार्पस एजेंसी (3x100 मे.का)		
	1	बास्था II - नयपात्राकदी (2xएच/सी)	400	55
	2	400 केबी के लिए टर्मिनल विस्तार मे (2 सं०)	400	0
		घानवारी बुंद एजेंसी (70 मे.का)		
	1	घानवारी बुंद-मलियाना 2xएच/सी-डी/सी	132	180
उत्तरांचल		विष्णु प्रकाश (400 मे.का) एजेंसी		
	1	विष्णु प्रयाग-मुजफ्फरनगर डी/सी	400	225
	2	विष्णुपुर मे अधिकृत-मुसदाबाद एच/सी का तिलो-डी/सी	400	20
	3	कसीपुर एच/एस	400/220	315
उत्तरांचल		<u>उत्तरांचल के 10वीं योजना के परियोजना प्रस्ताव</u>		
		400 केबी लखन		
	1	कसीपुर मे अधिकृत-मुसदाबाद एच/सी को तिलो-2xएच/सी	400	2x30
	2	पिथौरागढ़ मे बीबीगंगा-बरेली (प्रारंभ मे 220 केबी) का तिलो, डी/सी	400	20
	3	कुशीवात मे विष्णुप्रयाग-मुजफ्फरनगर के एक सर्किट का तिलो	400	5
		220 केबी लखन		
	1	देहरादून मे कोदरी-अधिकृत का तिलो 2xएच/सी	220	2x0.5
	2	रुढ़की 2xएच/सी पर अधिकृत-मुजफ्फरनगर का तिलो	220	2x0.5
	3	रुढ़की-रुढ़की (रेलवे एच/एस) एच/सी ऑन डी/सी टॉवर	220	3.1
	4	अलमोड़ा-कसीपुर एच/सी ऑन डी/सी	220	40
	5	हरिद्वार (सिद्धपुर) मे अधिकृत-रुढ़की का तिलो	220	0.5
	6	सितामगंज मे टनकपुर-बरेली का तिलो-डी/सी (पीजीसीआइएल द्वारा लिया गया)	220	2x15
	7	हर्बर्टपुर मे कोदरी-सहारनपुर डी/सी का तिलो-2xडी/सी	220	4x5
	8	सितामगंज मे इल्हासी-सीबीगंज का तिलो-डी/सी	220	2x25
	9	अधिकृत-नगरी चरम-II-एच/सी	220	75
	10	इल्हासी-अल्मोड़ा एच/सी लाइन	220	70
	11	कसीपुर-बरेली डी/सी	220	26
	12	बरेली-पंतनगर एच/सी ऑन डी/सी	220	35
	13	बरेली-इल्हासी एच/सी ऑन डी/सी	220	27.5
		132 केबी लखन		
	1	अल्मोड़ा-पिथौरागढ़ एच/सी	132	80
	2	कसीपुर-कोटद्वार एच/सी	132	80
	3	कोदरी-खुलहल एच/सी	132	20
	4	खटीमा-सितामगंज-किष्कंधा एच/सी	132	60
	5	अल्मोड़ा-रानीछेत एच/सी	132	35
	6	आबरा मे रुढ़की-सहारनपुर का तिलो-डी/सी	132	2x4
	7	हर्बर्टपुर मे काजरा-खुलहल प्रथम सर्किट का तिलो-डी/सी	132	2x5
	8	हर्बर्टपुर मे कासीपुर-प्रकल का तिलो-डी/सी	132	2x8
	9	हर्बर्टपुर मे काजरा-खुलहल-II का तिलो-डी/सी	132	2x15
	10	जोशीगंज मे काजरा-अधिकृत का तिलो-डी/सी	132	2x3
	11	भूपतवाला मे जालापुर-अधिकृत का तिलो-डी/सी	132	2x3
	12	श्रीनगर-सतपुरी-कोटद्वार एच/सी ऑन डी/सी	132	55
		<u>220 केबी &amp; 132 केबी विद्युत निष्पन्न लखन</u>		
	1	धंसाती-अमरपुरा एच/सी ऑन डी/सी	220	65
	2	धंसाती-धंसा एच/सी ऑन डी/सी	220	60
	3	भटवाडी-उत्तरकसी एच/सी	220	15
	4	महमंद-पिथौरागढ़ एच/सी	132	100
	5	संकर-नौगांव एच/सी	132	40
	6	नौगांव-कोदरी (220 केबी) एच/सी	132	110
	7	मेलखेत-सिमली एच/सी	132	50
	8	सिमली-जोशीगंज एच/सी	132	50
	9	सिमली-श्रीनगर डी/सी	132	90
		400 केबी छप-केन्द्र		
	1	कसीपुर एच/एस	400/220	315
	2	कसीपुर एच/एस	220/132	2x160
		220 केबी छप-केन्द्र		
	1	देहरादून एच/एस	220/132	2x100
	2	रुढ़की एच/एस	220/132	2x100
	3	अल्मोड़ा एच/एस	220/132	4x33.3
	4	सितामगंज एच/एस (पीजीसीआइएल द्वारा लिया गया)	220/132	100
			132/33	40

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परियोजना का नाम और संचारण कार्य	वोल्टता (कि.वॉ.)	आरएस (किमी)/एमवी ए
	5	हर्बर्टपुर एस/एस	220/132	2x100
			132/33	2x140
	6	हरिद्वार एस/एस (सिडकुल)	220/132	2x100
	7	पंतनगर एस/एस(सिडकुल)	220/132	2x160
		132 केवी उप-केन्द्र		
	1	फिदीरामगढ़ एस/एस	132/33	20
	2	धानीखेत एस/एस	132/33	20
	3	आरबेरा एस/एस	132/33	2x20
	4	जौलीग्राम एस/एस	132/33	20
	5	भूपतवाला (हरिद्वार)	132/33	2x20
	6	सतपुली (पीडी एस/एस)	132/33	20
		220 केवी एस/एस(आग.)		
	1	अधिकेश एस/एस	220/132	2x160 in place of 100
			132/33	40 in place of 20
	2	चंबा एस/एस	220/33	40
	3	हल्द्वानी एस/एस	220/132	2nd 100
			132/33	2nd 20
	4	मनेरीमाली प्रथम एचईपी 132 केवी एस/एस(आग.)	220/33	2nd 25
	1	माजरा (देहरादून) एस/एस	132/33	3rd 40
	2	बिंदल (देहरादून) एस/एस	132/33	2nd 40
	3	श्रीनगर एस/एस	132/33	2x40 in place of 2x15
	4	ज्वालामुख एस/एस	132/33	2nd 40 in place of 20
	5	रुड़की एस/एस	132/33	3rd 40
	6	किष्कंध एस/एस	132/33	2nd 40 in place of 20
	7	बाजपुर एस/एस	132/33	2nd 40 in place of 20
	8	भोवाली एस/एस	132/33	2nd 15
<b>एचपीएसईपी</b>		<b>हिमाचल प्रदेश के 10 वी योजना के प्रस्ताव</b>		
		400 केवी लाइन		
	1	नालागढ़-कुनिहार एस/सी	400	33
		400 केवी एस/एस		
	2	कुनिहार एस/एस	400/220	630
		220 केवी एस/एस		
	3	बडी एस/एस	220/66	200
<b>उ.प्र.</b>		<b>उत्तर प्रदेश के 10 वी योजना के प्रस्ताव</b>		
		400 केवी लाइन		
	1	ग्रेटर नौएडा में दादरी-समथपुर के प्रथम सर्किट का लिलो-डी/सी	400	3
	2	मुजफ्फरपुर में अधिकेश-मुरादनगर के प्रथम सर्किट का लिलो-डी/सी	400	19
		400 केवी उप-केन्द्र		
	1	ग्रेटर नौएडा एस/एस	400/220	630
		220 केवी लाइन		
	1	ग्रेटरनौएडा-नौएडा डी/सी	220	12
	2	टांडा-साहावल एस/सी	220	100
	3	बस्ती गोडा एस/सी	220	60
	4	रायबरेली में उन्नाहार-सरोजनीनगर का लिलो-डी/सी	220	10
	5	हरदोई-छिबरामऊ एस/सी	220	60
	6	आगरा कैट का लिलो-डी/सी	220	12
	7	आगरा (400)-आगरा (जी.रोड) डी/सी	220	55
	8	मेरठ-लोनी डी/सी	220	55
		220 केवी उपकेन्द्र		
	1	गाजीपुर एस/एस(आग.)	220/132	2nd 100
	2	साहावल एस/एस	220/132	100
	3	रायबरेली एस/एस	220/132	2x100
	4	छिबरामऊ एस/एस	220/132	100

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संस्करण कार्य	चौकटता (कि.मी.)	अवधि (कि.मी.)/एम्मी ए
पंजाब	5	आगरा फोर्ट एस/एस	220/33	3x100
	6	आगरा (जी.रोड) एस/एस	220/33	3x100
	7	आगरा (400)एस/एस(आग.)	220/132	2x60
	8	लोनी एस/एस	220/132	100
	9	साहिबाबाद एस/एस(आग.)	220/132	60
	10	मुरादनगर एस/एस(आग.)	220/132	60
		<b>पंजाब के 10 वीं योजना के प्रस्ताव</b>		
		<b>220 केवी लाइनें</b>		
	1	जगशेर-नाकवेदर के दूसरे सर्किट की तार कसाई	220	15
	2	बहादुरगढ़ में राजपुरा-अबलोवाल के दूसरे सर्किट का लिलो-डी/सी	220	2
	3	हम्मान-लाम्बुवान एस/सी ऑन डी/सी	220	5
	4	गोइडवाल (पीएसईबी) में गोइडवाल (जीवीके)-तरतारन एस/सी का लिलो-डी/सी	220	2
	5	दौसा-हरिदासपुर एस/सी ऑन डी/सी	220	40
	6	फगवाड़ा में जीजीएसएसटीपी-जगशेर एस/सी का लिलो-डी/सी	220	14
	7	पटियाला (400)-नाभा एस/सी ऑन डी/सी	220	26
	8	कन्होरा में जीजीएसएसटीपी-लालटोन कला दूसरा सर्किट का लिलो-डी/सी	220	10
	9	गौसगढ़-लुधियाना (400) एस/सी ऑन डी/सी	220	18
राजस्थान	10	हम्मान-लाम्बुवान-गौसगढ़-लुधियाना (400) दूसरे सर्किट की तार कसाई	220	43
	11	लारलू-डी/सी पर राजपुरा-दसेराबस्ती एस/सी का लिलो	220	7
	12	कन्होरा-लुधियाना (400) डी/सी	220	10
	13	पटियाला (400)-2xडी/सी पर पटियाला-पतरान डी/सी का लिलो	220	10
	14	पतरान-सुनाम के दूसरे सर्किट की तार कसाई	220	30
		<b>220 केवी उप केंद्र</b>		
		<b>लेदरान एस/एस</b>		
	1	नाकवेदर एस/एस(आग.)	220/66	100
	2	लाम्बुवाल एस/एस	220/66	100
	3	बहादुरगढ़ एस/एस(आग.)	220/66	100
	4	गौराया एस/एस(आग.)	220/66	100
	5	गौसगढ़ एस/एस	220/66	100
	6	होशियारपुर एस/एस	220/66	100
	7	फगवाड़ा एस/एस	220/66	100
	8	नाभा एस/एस	220/66	100
	9	कोटलीसुरतमासी एस/एस(आग.)	220/66	100
	10	लारलू एस/एस	220/66	100
	11	लाम्बुवाल एस/एस(आग.)	220/66	100
	12	गौसगढ़ एस/एस(आग.)	220/66	100
राजस्थान		<b>राजस्थान के दसवीं योजना के प्रस्ताव</b>		
		<b>400 केवी लाइनें</b>		
	1	जयपुर-मेड़ता-जोधपुर एस/सी	400	300
	2	जयपुर-मीनमाल वाया मेड़ता एस/सी	400	460
		<b>400 केवी उप केंद्र</b>		
	1	जोधपुर एस/एस	400/220	630
	2	मेड़ता एस/एस	400/220	315
		<b>220 केवी लाइनें</b>		
	1	400 केवी जोधपुर एस/एस पर जोधपुर-बिलारा का लिलो	220	20
	2	400 केवी जोधपुर एस/एस पर जोधपुर-भीलवाड़ा का लिलो	220	20
	3	400 केवी जोधपुर एस/एस पर जोधपुर-बलटोरा का लिलो	220	20
	4	जोधपुर (400)-तिनवाड़ी एस/सी	220	60
	5	मेड़ता-मोपालगढ़ एस/सी	220	60
	6	बस्ती-कोकरस डी/सी	220	30
	7	बस्ती-फूलौर एस/सी	220	65
	8	जयपुर-सांगानेर एस/सी	220	5
	9	मिवाड़ी (400)-डी/सी पर अलवर-मिवाड़ी के प्रथम सर्किट का लिलो	220	9
	10	मिवाड़ी (400)-कोटपुतली एस/सी	220	100
	11	रतनगढ़-सुजानगढ़ एस/सी	220	50
	12	जालौर-डी/सी पर सिरोही-बलटोरा के प्रथम सर्किट का लिलो	220	10
	13	बाली-जालौर एस/सी	220	75
	14	खेतड़ी-नीम का थाना एस/सी	220	60
	15	कोटपुतली-नीम का थाना एस/सी	220	40
	16	भरतपुर-घोलपुर एस/सी ऑन डी/सी	220	144
राजस्थान		<b>220 केवी उप केंद्र</b>		
	1	मोपालगढ़ एस/एस	220/132	100
	2	सुजानगढ़ एस/एस	220/132	100
	3	जालौर एस/एस	220/132	100
	4	नीम का थाना एस/एस	220/132	100
	5	घोलपुर एस/एस	220/132	100



कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संघारण कार्य	बोस्टता (कि.दो.)	अवरल (किमी)/एम्पी ए
<b>हरियाणा</b>				
		<b>हरियाणा के दूसरी योजना के प्रस्ताव</b>		
		<b>चाहू स्कीमें ( लाइनें )</b>		
	1	पल्ली-बादशाहपुर डी/सी	220	23
	2	हिसार (400)-फतेहगढ़ डी/सी	220	63
	3	फतेहगढ़-डी/सी पर नरवाना-सिरसा एस/सी का लिलो	220	10
	4	दादरी-मोहिंदरगढ़ एस/सी	220	41
	5	मोहिंदर-डी/सी पर दादरी-नारनोल एस/सी का लिलो	220	4
	6	टोपला-2xडी/सी पर पंचकुला-साहिबगढ़ डी/सी का लिलो	220	13
	7	अदुल्तापुर-टोपला डी/सी	220	30
	8	फतेहगढ़-रानिया एस/सी ऑन डी/सी	220	66
	9	कैथल-चीकर एस/सी ऑन डी/सी	220	40
	10	पीटीपीपी-रोहतक के दूसरे सर्किट की तार कसाई.	220	63
	11	पीटीपीपी-सोनीपत के दूसरे सर्किट की तार कसाई.	220	50
	12	बादशाहपुर मानेसर एस/सी ऑन डी/सी	220	12
		<b>न्यू स्कीमें ( लाइनें )</b>		
	1	साफीदोन-2xडी/सी पर पीटीपीपी-नारनोल डी/सी का लिलो	220	8
	2	मिवाडी-रेवाडी डी/सी	220	25
	4	नारनोल-रेवाडी एस/सी	220	45
	3	पल्ली-चक्रपुर डी/सी	220	21
	4	कैथल (400)-2xडी/सी पर कैथल-चीकर का लिलो	220	40
	5	कैथल-कोल एस/सी ऑन डी/सी	220	70
	7	आईओसी धरौदा एस/सी ऑन डी/सी	220	25
	8	आईओसी 2xडी/सी पर पीटीपीपी-निसिंग डी/सी का लिलो	220	12
	9	आईओसी-निसिंग एस/सी	220	6
	10	आईओसी-साफीदोन डी/सी	220	30
	11	साफीदोन-जिंद डी/सी	220	54
		<b>उपकेंद्र (न्यू)</b>		
	1	पल्ली स्विचिंग केंद्र	220	
	2	साफीदोन एस/एस	220/132	200
	3	पल्ली एस/एस	220/66	200
	4	चक्रपुर एस/एस	220/66	200
	5	कोल एस/एस	220/132	200
	6	धरौदा एस/एस	220/132	
	7	आईओसी स्विचिंग केंद्र	220	
	9	रटिया एस/एस	220/132	100
		<b>आगमेटेशन</b>		
	1	रोहतक दूसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
	2	सोनीपत तीसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
	3	मिवाडी तीसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
	4	पंचकुला दूसरा ट्रांसफार्मर	220/66	100
	5	रेवाडी तीसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
	6	साहिबगढ़ तीसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
	7	निसिंग तीसरा ट्रांसफार्मर	220/132	100
<b>डीटीएस</b>				
		<b>दिल्ली के दूसरी योजना के प्रस्ताव</b>		
		<b>400 केवी लाइन</b>		
	1	बामनीली-बल्लभगढ़ डी/सी	400	104
		<b>न्यू</b>		
	1	महाराणी बाग में दादरी-बल्लभगढ़ का लिलो	400	100
	2	मुंडवन पर दादरी-बल्लभगढ़-बामनीली का लिलो	400	2
		<b>400 केवी एस/एस</b>		
	1	बामनीली (आग.)	400/220	315
	2	मुंडवन	400/220	630
	3	महाराणी बाग	400/220	630
		<b>बवाना (आग.)</b>	400/220	315
		<b>बामनीली (आग.)</b>	400/220	630
		<b>220 केवी लाइन( चाहू )</b>		
	1	बवाना-रोहिणी डी/सी	220	10
	2	बवाना 2xडी/सी पर मजफ्फर-नरेला का लिलो	220	3.6
	3	मेहरोली-वसंतकुंज डी/सी	220	6.6
	4	बामनीली-नारायणा डी/सी	220	17
	5	बामनीली-आर वेली डी/सी	220	18
	6	पार्क स्ट्रीट-नारायणा डी/सी	220	16.4
	7	मुरादनगर-पटपडगंज का तीसरा सर्किट	220	30
	8	समयपुर-मेहरोली डी/सी	220	25
	9	बामनीली-पनकला - 1 का दूसरा सर्किट	220	8.4
	10	एसओडब्ल्यू पर मंडोली-पीपीजी का लिलो डी/सी	220	2.8

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संवर्णन कार्य	वोल्टता (कि.वो.)	आरएल (कि.मी)/एनटी ए
	1	खजावाला डी/सी पर बवाना-नजफगढ़ का लिलो	220	9
	2	एसओडब्यू-कशमीरीगेट डी/सी	220	4
	3	गाजीपुर-नौएडा डी/सी	220	8
	4	पपनकलां-I - पपनकलां-II डी/सी	220	8.2
	5	सरिता विहार 2xडी/सी पर बदरपुर का लिलो	220	4
		220 केवी लाइन (न्यू)		
		डीएसडीआईडीसी डी/सी पर नजफगढ़-बवाना का लिलो	220	1
		बामनौली-पपनकलां II डी/सी	220	9
		एम.बाग 2xडी/सी पर आईपी-बदरपुर का लिलो	220	2
		ओखला-सीरी फोर्ट डी/सी	220	6
		नासायगा-आर.वैली डी/सी	220	3
		पीतमपुरा-III- सुल्तानगढ़ी डी/सी	220	8
		बामनौली-झटीकला मोड़ डी/सी	220	6
		मुंडक - सुल्तानपुरी डी/सी	220	5
		पपनकलां III डी/सी पर बामनौली-पपनकलां का लिलो	220	1
	10	मैदानगढ़ी डी/सी पर महरोली-बदरपुर का लिलो	220	2
	11	गीता कलोनी 2xडी/सी पर एसओडब्यू-पीपीजी का लिलो	220	2
	12	डीएसआईडीसी-I डी/सी पर बवाना-नरेला का लिलो	220	7
	13	बवाना- डीएसडीआईडीसी-I डी/सी	220	5
	14	एनडीएसई II- बवाना डी/सी	220	5
	15	एनडीएसई III- बवाना डी/सी	220	5
	16	एनडीएसई-III बवाना- डीएसआईडीसी II	220	20
	17	शालीमार बाग-पीतमपुरा III	220	6
		220 केवी उप केन्द्र (चांद)		
	1	कशमीरी गेट	220/66	100
	2	एस.ओ. वजीराबाद (आग...)	220/66	100 3rd
	3	नासायगा	220/66	100
	4	गाजीपुर	220/66	100
	5	पपनकलां-I	220/66	100
	6	खजावालान	220/66	100
	7	सीरी फोर्ट	220/66	200
	8	घोला कुआरिज वैली	220/66	400
	9	आई पी स्टेशन (आग.)-तीसरा ट्रांसफार्मर	220/66	100
	10	गीता कलोनी	220/66	200
		220 केवी उप केन्द्र (न्यू)		
	1	सबजी मंडी	220/66	100
	2	पपनकलां - II	220/66	200
	3	सुल्तानपुरी (जलेबी चौक)	220/66	200
	4	पीतमपुरा -III	220/66	200
	5	झटीकला मोड़	220/66	200
	6	शालीमार बाग (आग.) तीसरा ट्रांसफार्मर	220/66	100
	7	पपनकलां - III	220/66	200
	8	मैदान गढ़ी	220/66	200
	9	बवाना डीएसआईडीसी I	220/66	400
	10	बवाना डीएसआईडीसी II	220/66	400
	11	नरेला देव स्क्विम I	220/66	200
	12	नरेला देव स्क्विम II	220/66	200
	13	नरेला देव स्क्विम III	220/66	200
	14	पीपीगंज	220/66	200
	15	मैहरोली		
<b>परिवर्ती क्षेत्र</b>				
<b>संयुक्त उपकरण</b>				
		नर्मदा सागर एचईपी 8x125 मे.वा		
	1	नर्मदा सागर-इंदौर डी/सी	400	80
	2	नर्मदा सागर डी/सी पर सतपुड़ा-इंदौर एस/सी का लिलो	400	15
		ओमकारेश्वर एचईपी (8x65 मे.वा)		
	1	ओमकारेश्वर-सनावद डी/सी	220	46
	2	ओमकारेश्वर, 2xडी/सी पर बुरवाहा-खंडवा के दोनों सर्किटों का लिलो	220	96
<b>गुजरात</b>				
		केएलटीपीएस (पनान) विस्तार 3x75 मे.वा		
	1	किस्ती अतिरिक्त पारवण की आवश्यकता नहीं		
		अकरीमोता टीपीएस (2x125 मे.वा)		
	1	अकरीमोता-नाखाताना 2xएस/सी	220	95
	2	अकरीमोता-पनानदो एस/सी	220	30
	3	नानीखाक-धितरोड़-मोरबी डी/सी	220	200

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संवा.य. कार्य	कोटित (कि.मी.)	आरएल (कि.मी.)/एमडी ए
		<b>गुवरन सीसीपीपी ( 1X70+1x30 म.बा )</b>		
	1	गुवरन एर गुवरन लिम्बदी ल.लि.जे	132	1
	2	सीसीपीपी 2Xडी/सी		
		<b>आर एड एम स्कैम के तहत जेबरा कंडक्टर द्वारा गुवरन टीपीएस से वातवा (डी/सी), गोडाल (डी/सी) जमसाद (एस/सी), लिम्बदी (डी/सी) तक वर्तमान 132 केवी लाइनो की से-कंडक्टिंग</b>		
		<b>जामनगर टीपीएस (2x250 म.बा)</b>		
	1	जामनगर टीपीएस-कलावड डी/सी	220	36
	2	जामनगर टीपीएस-राजकोट डी/सी	220	60
	3	जामनगर टीपीएस-मोतीपानेली डी/सी	220	70
		<b>सरदार सरोवर एचईपी ( 6x200+5x50 म.बा )</b>	400	
		<b>(गुजरात हिस्सा)</b>		
	1	सरदार सरोवर-लिम्बदी एस/सी	400	236
	2	सरदार सरोवर-असोज-लिम्बदी एस/सी	400	330
	3	लिम्बदी-जैतपुर एस/सी	400	160
	4	लिम्बदी एस/एस	400/220	500
<b>महाराष्ट्र</b>		<b>पारली टीपीपी विस्तार केन्द्र-1 ( 1x250 म.बा )</b>		
	1	पारली टीपीएस-पारली डी/सी	400	10
	2	कसाद एस/एस(आग.)	400/220	315
	3	लोनी खंड एस/एस(आग.)	400/220	15
		<b>सरदार सरोवर एचईपी ( 6x200+5x50 म.बा )</b>		
		<b>(महाराष्ट्र हिस्सा)</b>		
	1	सरदार सरोवर-धुले-बबलेखर डी/सी	400	340
	2	धुले-वालिगांव के दूसरे सर्किट की तार कसाई	220	60
	3	वालिगांव डी/सी पर धुले-वालिगांव की प्रथम सर्किट की तार कसाई	220	41
	4	धुले-अमालनेर डी/सी	132	45
	5	धुले एस/एस	400/220	315
	6	धुले एस/एस	400/132	200
	7	धुले एस/एस	220/132	200
		<b>घाटगढ़ टीपीएस ( 2x125 म.बा )</b>		
	1	घाटगढ़-बबलेखर डी/सी	220	90
	2	घाटगढ़ में नासिक-कलावा डी/सी लाइन के प्रथम सर्किट का लिफो	220	25
		<b>दामोद सीसीजीटी चरण-II 1444 म.बा</b>		
	1	दामोद-नागोयाने एस/सी दूसरा सर्किट	400	135
	2	दामोद-क्रेयना (न्यू) एस/सी दूसरा सर्किट	400	50
	3	नागोयाने-बदकनाल एस/सी लाइन दो सर्किट	220	50
<b>म.प्र.</b>	4	क्रेयना (न्यू) एस/एस(आग.)	400/220	315
	5	नागोयाने एस/एस(आग.)	400/220	315
		<b>सरदार सरोवर एचईपी ( 5x50+6x200 म.बा )</b>		
		<b>( म.प्र. हिस्सा )</b>		
	1	सरदार सरोवर-नागदा डी/सी (म.प्र. हिस्सा)	400	204
	2	नागदा-ईंदौर डी/सी	400	165
		<b>बीना (टीपीएस) एस/एस बीपीएससीएल ( 2x289 म.बा )</b>		
	1	बीना टीपीएस-बीना 2xएस/सी	400	15
	2	बीना-नागदा डी/सी	400	355
		<b>मारीखेडा ( 2x20 म.बा )</b>		
		<b>(2003-04)</b>		
	1	मारीखेडा-शिवपुरी डी/सी	132	10
		<b>बीरसिंहपुर टीपीएस विस्तार. 500 म.बा</b>		
	1	बीरसिंहपुर-कटनी-दामोद डी/सी लाइन (वर्तमान में 220 केवी पर प्रचालित) को 400 केवी पर प्रचालन	400	
	2	बीरसिंहपुर 2xडी/सी पर क्रेयना एसटीपीएस-कटनी के दोनों सर्किटों का लिफो	400	15
	3	दामोद-बीना डी/सी लाइन	400	250
	4	कटनी में बीएसटीपीएस-कटनी लाइन के लिए अतिरिक्त त्रय	400	40
	5	दामोद में कटनी-दामोद लाइन के लिए अतिरिक्त कार्य	400	20

कार्यकारी एन्रैसी	प्र.सं.	परियोजना का नाम और संवर्णन कार्य	वेस्टला (कि.मि.)	आरएल (कि.मी)/एमपी ए
	6	कटनी-नरसिंहपुर डी/सी लाइन	220	150
	7	नरसिंहपुर में जबलपुर-इटारसी डी/सी लाइन के दूसरे सर्किट का लिलो	220	25
	8	दागोह डी/सी पर अंत-संयोजक	220	20
		महेस्वर एचईपी (10x40 मे.बा)		
	1	महेस्वर-पीतमपुरा डी/सी	220	60
	2	महेस्वर-राजगढ़ डी/सी	220	45
	3	महेस्वर-जुलवानिया डी/सी	220	30
		बाणसागर चरण.-II 30 मे.बा	132	
		बाणसागर चरण.-III 20 मे.बा	132	
		बाणसागर चरण.-IV 20 मे.बा	132	
	1	बाणसागर चरण.-V पर बाणसागर-II - बाणसागर-III के प्रथम सर्किट का लिलो		
प्रतीसयन		कोरबा (पूर्वी विस्तार) (2x210 मे.बा)	400	
दक्षिणी क्षेत्र		सिन्हाद्री (2x500) & विशाखापत्तनम (2x520)		
आ.प्र.	1	विजाग TPS - विजाग केवी एस/एस 2x डी/सी	400	50
	2	विजाग एस/एस (आ.प्र.) - गाजुवाकर एस/एस (पीजी) डी/सी	400	20
	3	विजाग एस/एस (आ.प्र.) - वेमागिरी एस/एस डी/सी	400	208
	4	वेमागिरी एस/एस - विजयवाड़ा एस/एस (पीजी) डी/सी	400	130
	5	विजाग एस/एस (आ.प्र.) - खम्माम एस/एस (पीजी) डी/सी	400	390
	6	खम्माम एस/एस (पीजी) - हैदराबाद एस/एस (आ.प्र.) डी/सी	400	200
	7	सिन्हाद्री - विजाग एस/एस (आ.प्र.) 2x डी/सी	400	60
	8	विजाग एस/एस (आ.प्र.) - एक्विजम पार्क/डी फॉर्म डी/सी	220	15
	9	विजाग एस/एस (आ.प्र.) - पेडुस्थी एस/एस डी/सी	220	20
	10	विजाग स्विचिंग केन्द्र (आ.प्र.) - पेडुस्थी - गारीविदी के दूसरे सर्किट की तार कसाई.	220	96
	11	गाजुवाकर (आ.प्र.) - एक्विजम पार्क/डी फॉर्म एस/सी ऑन डी/सी	220	8
	12	220 केवी विजाग एस/एस केन्द्र - बोम्मुर का लिलो	220	5
	13	वेमागिरी पर डी/सी लाइन एस/एस (राजमुंदरी एस/एस)	220	5
	14	जेगुरुण्डु (पीजीएस) - वेमागिरी (400/220 केवी) डी/सी	220	50
	15	विजाग (आ.प्र.)	400/220	630
	16	वेमागिरी (आ.प्र.)	400/220	630
	17	गाजुवाकर (पीजी) एक्विजम पार्क/डेयरी फार्म पर अतिरिक्त ट्रांसफार्मर (दूसरा)	400/220	315
			220/132	200
	18	पेडुस्थी 220 केवी एस/एस पर अतिरिक्त ट्रांसफार्मर (दूसरा)	220/132	100
आ.प्र.		रामगुंडम टीपीसी (बीपीएल) 520 मे.बा		
	1	रामगुंडम (बीपीएल) - डिचपल्ली डी/सी	400	150
	2	रामगुंडम (बीपीएल) - गाजवेन एस/एस एस/सी	400	170
	3	रामगुंडम (बीपीएल) - 400/220 केवी एस/एस	400/220	315
	4	रामगुंडम (बीपीएल) - मत्सयापल्ली डी/सी	220	5
आ.प्र.		श्रीसेलम एलबीपीएच 6X150 मे.बा		
		निष्क्रमण प्रणाली पहले ही पूरी कर ली गई है।		
आ.प्र.		जुलारा प्रिया एचईपी 235 मे.बा		
	1	जुलारा पर दनापल्ली-कुन्नूल 220 केवी का लिलो	220	20
	2	जुलारा पर 220 केवी एस/एस, 2x100 एमपीए	220/132	200
आ.प्र.		राधलसीमा चरण.-II 2x210 मे.बा		
	1	मुड्डानूर-कदिरि, डी/सी	220	82
	2	कदिरि-हिंदुपुर, डी/सी	220	60
	3	कदिरि एस/एस	220/132	100

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संचरण कार्य	दोल्तता (कि.मी.)	अरएल (कि.मी.)/एमवी ए
आ.प्र.		वेमागिरी-I 370 मे.वा 1 वेमागिरी सीसीपीपी-वेमागिरी एस/एसडी/सी	400	30
आ.प्र.		गौतमी-एमसीसी 464 मे.वा 1 गौतमी-वेमागिरी एस/एसडी/सी	400	100
आ.प्र.		कोन्नासीमा सीसीजीटी (445 मे.वा) 1 कोन्नासीमा-वेमागिरी, डी/सी	400	58
आ.प्र.		जेगुल्पाडू सीसीजीटी-II चरण (230 मे.वा) 1 जेगुल्पाडू-वेमागिरी, डी/सी	400	16
कर्नाटक		रायचूर टीपीएस यूनिट-7 (210 मे.वा) 1 रायचूर टीपीएस लोड-केंद्र, 3x एस/सी	220	100
कर्नाटक		कानिगिनी सीसीजीटी 108 मे.वा 1 पीनवा-सोमनाहल्ली क लिलो, डी/सी	220	5
कर्नाटक		हसन सीसीपीपी (189 मे.वा) 1 बिदादी पर बैंगलूर-मैसूर क लिलो	220	10
कर्नाटक		बेल्तरी टीपीएस 500 मे.वा 1 विजयनगर, डी/सी पर रायचूर-देवांगिरी क लिलो 2 विजयनगर-देवांगिरी, एस/सी	400 400	50 130
कर्नाटक		अलमाटी बांध 290 मे.वा 1 अलमाटी एचईपी पर बीबीवाडी बागलकोट क लिलो, 2x डी/सी	220	60
केरल		कुट्टियाडी विस्तार (100 मे.वा) 1 निम्न वोल्टेज स्तर पर निष्क्रमण		
तमिलनाडु		पायकारा एचईपी अल्टीमेट (150 मे.वा) 1 पायकारा-अरसुर, डी/सी	220	80
तमिलनाडु		नेयवेली टीपीएस-जीरो यूनिट (250 मे.वा) 1 नेयवेली जीरो डी/सी पर नेयवेली टीएस II-पेरैमबलूर एस/सी क लिलो 2 नेयवेली जीरो डी/सी पर 230 नेयवेली टीएस II-अथुर एस/सी क लिलो	230 230	4 4
तमिलनाडु		कुट्टारम मैस 100 मे.वा 1 निम्न स्तर पर निष्क्रमण निष्क्रमण		
तमिलनाडु		पेरुगुलम (94 मे.वा) 1 निम्न स्तर पर निष्क्रमण		
तमिलनाडु		भवानी कथालाई 1&2 (120 मे.वा) 1 निम्न स्तर पर निष्क्रमण		
<b>पूर्वी क्षेत्र</b>				
झारखंड		जोजोबेरी टीपीएस (120) निम्न स्तर पर निष्क्रमण		
झारखंड		तेनूघाट विस्तार (3X210) 1 तेनूघाट-रांची डी/सी 2 रांची-चांडिल डी/सी 3 चांडिल-जमशेदपुर डी/सी 4 गरवाह रोड-देहरी डी/सी 5 गरवाह रोड-जमशेदपुर एस/एस	400 220 220 220 220/132	100 125 15 140 400
बिहार		बिहटा टीपीएस (135) 1 बिहटा पर अरु-पटना एस/सी क लिलो	220	10

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परियोजना का नाम और संक्षेप कार्य	वैल्यू (कि. मी.)	आरएल (कि.मी)/एमवी ए
उड़ीसा	1	मालीमेला विस्तार. (2X75) मालीमेला-जयपुर डी/सी	220	100
प. बंगाल	1	पुरलिया पीएसएस 4X225) पुरलिया-बिधाननगर डी/सी	400	160
	2	पुरलिया-आसमबाग डी/सी	400	150
प. बंगाल		यकरेश्वर टीपीएस 4-5 (2X210) वर्तमान 400.220 केवी प्रणाली पर्याप्त है		
प. बंगाल	1	सागरदीपी I (500) सागरदीपी-कहलगांव, एस/सी	400	200
	2	सागरदीपी पर करकन-जीर-सुभाषग्राम का लिलो	403	40
<b>उत्तर-पूर्वी क्षेत्र</b>				
<b>अरुणाचल प्रदेश</b>				
	1	प्रणाली सुदृढीकरण एकीकृत अलोग-सोईग बाया दापारिजी एस/सी	132	75
		दापारिजी एस/एस	132/33	2x5
		सोईग एस/एस	132/33	2x5
	2	क्यालमुडी-देवमाली एस/सी देवमाली एस/एस	220 220/132/33	18 4x33.3 2x16
	3	जीरो से अलोग बाया दापारिजी एस/सी दापारिजी एस/एस अलोग एस/एस	132 132/33 132/33	169 2x5 4x5
	4	इटानगर-सेप्पा	132	80
	5	जीरो-दापारिजी	132	90
	6	दापारिजी-अलोग	132	75
	7	देवमाली-मिआओ	132	172
	8	मिआओ-तेपू	132	75
	9	तेपू-लहाऊ (जंग)	132	99
	10	सेप्पा एस/एस	132/33	2x5
	11	तेपू एस/एस	132/33	4x5(I-ph)
	12	मिआओ एस/एस	132/33	2x5
	13	इटानगर एस/एस	132/33	4x5(I-ph)
	14	लहाऊ (जंग)	132/33	2x5
	15	देवमाली से नामसई बाया खोसा और खंगलंग एस/सी खोसा एस/एस खंगलंग एस/एस नामसई एस/एस	132 132/33 132/33 132/33	172 1x10 1x10 1x10
असम		कारबी लांगपी एचडपी (2x50 मे. वा.) लांगपी-गुवाहाटी डी/सी	220	
		लकवा डब्ल्यू एच (1x38 मे. वा.) वर्तमान प्रणाली पर्याप्त	132	
	1	प्रणाली सुदृढीकरण स्थानीय क्यालमुडी-तिनसुक्तिया	220	30
	2	लंका-हाफलोंग	132	75
	3	हाफलोंग-बदरपुर	132	111
	4	बीटीपीएस-अगिया सरसाजई 220 केवी डी/सी लाइन दूर नवीनीकरण (रिकंडक्टिंग)	220	198
	5	बालीपाड़ा एस/एस	220/132	1x50
		बाली पाड़ा पर देवपाला-गोहपुर 132 केवी एस/सी लाइन का लिलो	132	12
	6	बालीपाड़ा (बीजीसीआईएल)-बालीपाड़ा (चारीदपुर) 132 केवी एस/सी	132	17
		बालीपाड़ा (चारीदपुर) एस/एस	132/33	2x16
	7	सरसाजई एस/एस का अग. (वर्तमान के स्थान पर)	220/132	2x100

कार्यकारी एजेंसी	क्र. सं.	परियोजना का नाम और संचरण कार्य	वोल्टता (कि.वो.)	अंतराल (कि.मी)/एम्पी ए
	8	उमियाप चरण-IV - सरसाजई 132 केवी (असम हिस्सा) सरसाजई एस/एस का ऑग	220/132 132	1x100 9
		रिपल ऑवर कार्य		
	1	लखवा-डिब्रूगढ़ एस/सी	132	67
	2	नजीग-लकवा एस/सी ( दूसरे सर्किट की तार कटाई)	132	21
	3	तिनसुकिया-भारगुटा डी/सी	132	52
	4	लंकर-डिब्रू एस/सी	132	72
	5	शिलापत्थर-धेमाजी एस/सी	132	46
	6	एजिया-बोक्से एस/सी	132	71
	7	जोरहाट-बोकाखाट एस/सी	132	77
	8	खांडोग-उमरांगसो एस/सी	132	14
	9	धेमाजी-ढकुआखाना एस/सी	132	27
	10	उमियाप चरण IV -सरसाजई डी/सी	132	8
	11	मरियाजी-मोक्सेकुबुग एस/सी	132	-
	12	एजिया एस/एस	220/132	1x25
			132/33	1x16
	13	धेमाजी एस/एस	132/66	1x16
			132/33	1x16
मणिपुर		मणिपुर डीजी ( 18 मे.वा)		
	1	निम्न वोल्टेज पर भूत्यांकन		
		प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	रंगपोंग डी/सी पर लोकटक-जिरिबांग 132 केवी एस/सी लाइन का लिलो	132	2.5
	2	रंगपोंग एस/एस	132/33	12.6
मेघालय		मेटडू एचईपी ( 2x42 मे.वा)		
	1	मेटडू-खेलियेरेट डी/सी	132	23
		बरनीहाट एस/एसओ ( 24 मे.वा)		
	1	बरनीहाट-उमटकु डी/सी	132	
		मैदीपत्थर एस/एसओ ( 24 मे.वा)		
	1	मैदीपत्थर डी/सी पर नागलबिबरा-एजिया का लिलो	132	4
		प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	नोट एस/एस का ऑग.	132/33	1x20
		रिपल ओवर कार्य		
	1	नागलबिबरा-एजिया एस/सी ऑन डी/सी	132	110
	2	नागस्टीन एस/एस	132/33	1x12.5
	3	ईपीआईपी एस/एस	132/33	1x20
		नए प्रस्ताव		
	1	बदरपुर/सिलचर- शिलांग डी/सी	220	160
	2	शिलांग ( न्यू एस/एस) - बरनीहाट डी/सी	220	50
	3	शिलांग (न्यू एस/एस) - शिलांग (मौजूदा एस/एस) डी/सी	132	5
	4	खेलीहाट (एसडब्ल्यू स्टे.) - खेलीहाट एस/एस- एस/सी ( दूसरा सर्किट.)	132	13
	5	मैदीपत्थर - डी/सी शिलांग एस/एस पर एजिया-नागलबिबरा एस/सी लाइन का लिलो	132	5
	6	शिलांग एस/एस	220/132	100
	7	मिसा -बरनीहाट 220 केवी डी/सी	220	115
		बरनी हाट (ममोलीकुची ) एस/एस	220/132	1x100
मिजोरम		बैराबी एचईपी ( 2x40 मे.वा)		
	1	बैराबी-क्रेलासिब एस/सी	132	35
		बैराबी-एजावल डी/सी	132	100
		बैराबी (ताप विद्युत) (4x5.73 मे.वा)		
	1	बैराबी टीपीएस-क्रेलासिब एस/सी	132	28
		प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	सेनुआल-दरलान एस/सी	132	57
	2	खावजॉल-नगपोपा एस/सी	132	57
	3	खावजॉल -ई तुंगडर	132	48
	4	तुरियल -क्रेलासिब एस/सी	132	42
	5	कोलासिब एस/एस	132/33	1x6.3

कार्यकारी एजेंसी	क्र.सं.	परियोजना का नाम और संक्षारण कार्य	क्षेत्रफल (कि.मी.)	अवधि (कि.मी.)/एकरी ए
		नए प्रस्ताव		
	1	बैराबी-जमुआंग एस/सी	132	20
	2	लांगतलई-सुईपांग एस/सी	132	40
	3	आइजॉल-फैलासिब एस/सी	132	55
	4	आइजॉल - (तुआंगमुअल)(पीजीसीआइएल)-आइजॉल (केन्द्रीय)	132	15
	5	आइजॉल - (जेमाबाक अपर)- आइजॉल (केन्द्रीय)	132	25
	6	लांगतलई-एस.बंगतलांग एस/सी	132	60
	7	खाजवाल-सैपई एस/सी	132	30
	8	आइजॉल (केन्द्रीय एस/एस)	132/33	2x12.5
	9	परिवर्ती फाइलिंग एस/एस	132/33	2x6.3
	10	तुआंगमुअल एस/एस(ऑग.)	132/33	1x12.5
	11	बैराबी एस/एस	132/33	1x6.3
	12	लांगतलई एस/एस	132/33	1x6.3
नागालैंड		प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम		
	1	आलोचन पर मोक्रेगबुंग एस/एस का संवर्धन एवं विस्तार	132/66	2x12.5
त्रिपुरा		बारामुन्डा जीबीपीएस ( 21 मे.वा)		
	1	मोजूदा प्रणाली पर्याप्त		
		रोखिया युनिट-VII ( 21 मे.वा)		
	1	मोजूदा प्रणाली पर्याप्त		
		रिपल ओवर कार्य		
	1	अगरतला कुमारघाट बाया खोवाई और क्मालपुर एस/सी	132	110
	2	कुमारघाट-कैलासहर एस/सी	132	17



## अध्याय 7

## 11वीं योजना का कार्यक्रम

## 7.1 प्रस्तावना

देश में संचारण प्रणाली के विकास के लिए, 11वीं योजना के कार्यक्रम का केंद्रबिंदु राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड का गठन करना है। एक मजबूत अखिल भारतीय ग्रिड देश में असमान रूप से वितरित उत्पादन स्रोतों के शोषण को उनके संभाव्यता अनुकूलतम स्थिति के योग्य बनाएगा। यह संचारण क्षमता आयोजना मापदंड के अनुसार, आवश्यक अध्याधिकता के लिए मुहैया कराई गई अतिरिक्त राशि के साथ एक विश्वसनीय संचारण प्रणाली प्रदान करेगी। यह दृढ़ संचारण आवश्यकताओं को पूरा करेगी तथा संचारण में मुक्त आगमन के साथ, विद्युत में बढ़ती वास्तविक समय ट्रेडिंग को सरल बनाएगी, जिसके कारण निर्धारित उत्पादन प्रेषणों को प्रमुख बाजार में लाने के फलस्वरूप वितरण यूटिलिटियों तथा अंत में उपभोक्ताओं को घटी दरों पर आपूर्ति की जा सके। देश के पूर्वी हिस्से में बड़ी ताप-विद्युत उत्पादन संभाव्यता तथा उत्तर-पूर्वी हिस्से में उतनी ही जल विद्युत उत्पादन संभाव्यता द्वारा राष्ट्रीय ग्रिड का विकास अनिवार्य हो गया है। यह संपूर्ण देश में जल विज्ञान/जल विद्युत संभाव्यता तथा भार की विविधता में विभिन्नता, मुक्त पहुँच द्वारा प्रदान किए गए अवसरों द्वारा भी प्रेरित हुआ है।

## 7.2 11वीं योजना के लिए संदर्शी संचारण प्रणाली को विकसित करना

7.2.1 11वीं योजना संचारण विस्तारण योजना की पहचान 11वीं योजना के अंत दृश्य-लेख के अनुरूप विद्युत प्रणाली अध्ययनों पर आधारित की गई थी। कार्यान्वयन कार्यक्रम परियोजनाओं, स्कीमों तथा संचारण तत्वों की पहचान को ध्यान में रखते हुए बनाया गया जिसे 2011-12 तक वार्षिक आधार पर भार विकास तथा उत्पादन क्षमता अभिवृद्धि के कार्यक्रम से मेल खाते हुए कार्यान्वित किया जाना चाहिए। संचारण नेटवर्क के यथासमय विकास के लिए विशेष स्कीमों तथा प्रस्तावों के दृढ़ होने की आवश्यकता है विशेषकर अंतः राज्य संचारण प्रणाली के संबंध में जिसे समाप्ति की टारगेट तारीख से 5 वर्ष पूर्व किए जाने की आवश्यकता है। इस आवश्यकता को पूरा करते हुए, 11वीं योजना की अधिकतर स्कीमों पहले से ही अभिज्ञात की जा चुकी हैं, संचारण आयोजना पर क्षेत्रीय स्थायी समितियों में विचार-विमर्श पूर्ण किए, स्कीमों प्रतिपादित की गई तथा निवेश अनुमोदन की प्रक्रिया शुरू की गई। कुछ स्कीमों के लिए निवेश अनुमोदन पहले से ही प्राप्त किए जा चुके हैं तथा निर्माण अवस्था में पहुँच चुके हैं। के.वि.प्रा. द्वारा प्रकाशित की गई **संदर्शी संचारण योजना 2011-2012** की 10वीं तथा 11वीं योजना संचारण प्रणाली आयोजना की प्रस्तावना के रूप में विस्तृत अध्ययनों के लिए विकल्पों को अभिज्ञात करने के लिए आधार माना गया है जिस पर आधारित विशेष स्कीमों को विकसित किया गया तथा समय-समय पर उत्पादन कार्यक्रमों में बदलावों को ध्यान में रखते हुए पुनः-विकसित किया तथा बाद में परिचर्चा करने के पश्चात सुदृढ़ किया।

7.2.2 उपरोक्त प्रक्रिया 11वीं योजना के लिए अंतः राज्य संचारण प्रणाली विकसित करने के लिए अपनाई गई थी। विकसित की गई प्रणाली की अधिकतर संचारण प्रणालियों को संचारण

आयोजना पर क्षेत्रीय स्थायी समितियों में चर्चा की प्रक्रिया द्वारा पणधारियों के साथ परामर्श में सुदृढ़ बनाया गया है। कुछ स्कीमें सुदृढ़ किए जाने के अंतिम चरणों में हैं।

### 7.3 अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता कार्यक्रम

11वीं योजना अवधि के दौरान 220 कि.वो. तथा उससे अधिक स्तर पर 23600 मेगावाट की अंतःक्षेत्रीय क्षमताओं की वृद्धि करने की योजना तथा कार्यक्रम बनाया गया है। इसमें 11वीं योजना स्कीमें तथा 10वीं योजना की बची हुई स्कीमें भी शामिल हैं। इसके साथ ही राष्ट्रीय पावर ग्रिड (200 कि.वो. तथा उससे अधिक) की कुल अंतः क्षेत्रीय संचारण क्षमता 10वीं योजना के अंत पर 14100 मेगावाट से बढ़कर 11वीं योजना अर्थात् 2011-12 के अंत तक 37700 मेगावाट हो जाएगी। 11वीं योजना के लिए आयोजित किए गए अंतःक्षेत्रीय योजकों के ब्यौरे, इस दस्तावेज़ के अध्याय-4 में दिए गए हैं।

### 7.4 विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण स्कीमें

7.4.1 निम्नलिखित 11वीं योजना केंद्रीय क्षेत्र उत्पादन परियोजनाओं को अतिरिक्त उत्पादन क्षमता के अनुकूल विद्युत निष्क्रमण तथा क्षेत्रीय प्रणाली को मजबूत बनाने के लिए संचारण स्कीमें पहले से अभिज्ञात की जा चुकी हैं तथा अधिकतर को सुदृढ़ कर लिया गया है:

उत्तर क्षेत्र:	कोलडेम एचईपी (800 मेगावाट), परबती-II एचईपी (800 मेगावाट), परबती-III एचईपी (520 मेगावाट), चमेरा-III एचईपी (231 मेगावाट), ऊरी-II एचईपी (240 मेगावाट), रामपुर एचईपी (412 मेगावाट), टिहरी-II पीएसएस एचईपी (1000 मेगावाट), कोटेश्वर एचईपी (400 मेगावाट), लोहरी नागपाला एचईपी (600 मेगावाट), तपोवन विष्णुगढ़ एचईपी (520 मेगावाट), आरएपीपी यू 5 एवं 6 एपीपी (440 मेगावाट), सेवा-II (120 मेगावाट), नीमबू बाजगो (45 मेगावाट), चूटक (44 मेगावाट), लखवर व्यासी (420 मेगावाट), कोटलीबहेल एसटी-1ए (195 मेगावाट), कोटलीबहेल एसटी-1बी (320 मेगावाट), करचम वांगटू (1000 मेगावाट), बरिसंगसर विस्तार टीपीएस (2×250 मेगावाट), बदरपुर-II टीपीएस (1000 मेगावाट), झझर टीपीएस (1500 मेगावाट) एवं दादरी-विस्तार (1000 मेगावाट)।
पश्चिमी क्षेत्र:	सिपत-II+I (1000 + 1980 मेगावाट), कवास-II (725 + 575 मेगावाट) एवं गंधार-II (725 + 575 मेगावाट), भिलाई जेवी टीपीएस (2×250 मेगावाट) एवं कोरबा-III (500 मेगावाट)।
दक्षिणी क्षेत्र:	कुदनकुलम यू 1 एवं 2 (2000 मेगावाट), पीएफबीआर (500 मेगावाट), कैगा यू 3 एवं 4 (220 + 220 मेगावाट), नेवेली टीपीएस II (500 मेगावाट), चेन्नई जेवी (1000 मेगावाट) एवं तूतीकोरिन जेवी (1000 मेगावाट)।
पूर्वी क्षेत्र:	उत्तरी करनपुरा (1980 मेगावाट), मेथोन आरबी (1000 मेगावाट), बर्थ (1980 मेगावाट), टीसटा लॉ डेम III एवं IV (292 मेगावाट), टीसटा IV (495 मेगावाट),

नबीनगर जेवी आरएलडब्ल्यूएस. (1980 मेगावाट), कहलगाँव-II (1000 मेगावाट), मेजिया यू6 (250 मेगावाट), बोकारो विस्तार (500 मेगावाट), कोडेस्मा (1000 मेगावाट) एवं फरक्का-III (500 मेगावाट), मेजिया विस्तार (1000 मेगावाट), रघुनाथपुरा (1000 मेगावाट) एवं दुर्गापुर इस्पात टीपीएस (1000 मेगावाट)।

उत्तरी-पूर्व क्षेत्र: कामेंग एचईपी (600 मेगावाट), रंगानदी II (130 मेगावाट), डिकरेंग एचईपी (110 मेगावाट), त्रिपुरा गैस (750 मेगावाट) एवं सुबनसिरी लोअर एचईपी (2000 मेगावाट)।

7.4.2 क्षेत्रीय संचारण स्कीमों के तहत शामिल किए गए कार्य अनुबंध 7.1 में दिए गए हैं। इन संचारण स्कीमों में से अधिकतर सुदृढ़ की जा चुकी हैं तथा कुछ पहले से ही निष्पादन के तहत हैं तथा कुछ शुरू की जाने की प्रक्रिया में हैं। कुछ स्कीमों विशेषकर जो अपेक्षाकृत हाल ही में अभिज्ञात की गई उत्पादन परियोजनाओं तथा 11वीं योजना के अंत तक परिचालन के लिए कार्यक्रमित की जा रही से संबद्ध हैं उनको अभी सुदृढ़ बनाना है यदि आवश्यक हो तो सुदृढ़ बनाने की प्रक्रिया के दौरान उपयुक्त रूप से बदली अथवा संशोधित की जा सकती हैं।

7.4.3 कुछ संचारण स्कीमों विशेषकर वह जिनको 11वीं योजना के आखिरी वर्षों में पूर्ण करने के लिए अपेक्षित है उन्हें अभी अंतिम रूप दिया जाना है। इनमें निष्क्रमण प्रणाली तथा हाल ही में अभिज्ञात की गई नई उत्पादन परियोजनाओं के अनुकूल मज़बूत की जाने वाली क्षेत्रीय प्रणाली स्कीमों शामिल हैं। यह उत्पादन परियोजनाएँ पश्चिमी क्षेत्र में माऊडा (1000 मेगावाट) दक्षिण क्षेत्र में सिमहादरी विस्तार (1000 मेगावाट), पूर्वी क्षेत्र तथा बौड़गाँव में चन्द्रपुर (500 मेगावाट) बड-II (1320 मेगावाट), उत्तरी पूर्वी क्षेत्र में (750 मेगावाट) है।

7.4.4 राज्य क्षेत्र तथा निजी क्षेत्र के तहत 11वीं योजना उत्पादन क्षमता के लिए संचारण स्कीमों भी अस्थायी रूप से विकसित की गई हैं। इन संचारण स्कीमों को राज्य संचारण यूटिलिटीयों द्वारा सुदृढ़ बनाना अपेक्षित है। स्कीमों उपबन्ध 702 में दी गई हैं॥

## 7.5 11वीं योजना अवधि के दौरान 765 कि.वो. तथा एचवीडीसी संचारण प्रणाली में वृद्धि

7.5.1 11वीं योजना अवधि के दौरान 765 कि.वो. संचारण प्रणाली में वृद्धि निम्नलिखित तालिका में दर्शाई गई है।

765 कि.वो. पर संचारण प्रणाली, 11वीं योजना 2007-12 के लिए कार्यक्रम	प्रकार	यूनिट	जैसा कि 10वीं योजना के अंत में	11वीं योजना 2007-12 के दौरान अभिवृद्धियाँ	जैसा कि 11वीं योजना के अंत में अर्थात् मार्च 2012
765 कि.वो. संचारण लाईनें					
अनपरा-उनो	एससी	सीकेएम	409		409

किशनपुर-मोगा एल-1 (डब्ल्यू)	एससी		सीकेएम	275		275
किशनपुर-मोगा एल-1 (ई)	एससी		सीकेएम	287		287
टेहरी-मेरठ लाईन-1	एससी		सीकेएम	186		186
टेहरी मेरठ लाईन-2	एससी		सीकेएम	184		184
आगरा-ग्वालियर लाईन-1	एससी		सीकेएम	128		128
ग्वालियर-बीना लाईन-1	एससी		सीकेएम	235		235
सीपत-सिओनी लाईन-1	एससी		सीकेएम		351	351
सीपत-सिओनी लाईन-2	एससी		सीकेएम		354	354
सासाराम-फतहपुर	एससी		सीकेएम		400	400
फतहपुर-आगरा	एससी		सीकेएम		330	30
आगरा-ग्वालियर लाईन-2	एससी		सीकेएम		110	110
सीपतपीपी-सिओनी लाईन-3	एससी		सीकेएम		340	340
सीपत पीपी-सीपत	एससी		सीकेएम		30	30
सीओनी-बीना	एससी		सीकेएम		293	293
सिओनी-वारुधा लाईन-1	एससी		सीकेएम		270	270
सिओनी-वारुधा लाईन-2	एससी		सीकेएम		270	270
ग्वालियर-बीना लाईन-2	एससी		सीकेएम		250	250
गया-सासाराम	एससी		सीकेएम		180	180
गया-बलिया	एससी		सीकेएम		250	250
बलिया-लखनऊ	एससी		सीकेएम		250	250
लखनऊ-बरेली	एससी		सीकेएम		250	250
बरेली-मेरठ	एससी		सीकेएम		200	200
राँची-सीपत पीपी	एससी		सीकेएम		350	350
आगरा-मुंडका	एससी		सीकेएम		250	270
आगरा-मेरठ	एससी		सीकेएम		250	270
मुंडका-मेरठ	एससी		सीकेएम		100	70
मुंडका मोगा	एससी		सीकेएम		350	370
कुल			सीकेएम	1704	5428	7132

**765 कि.वो. उप-केंद्र:**

सिओनी			एमवीए		4500	4500
सीपत			एमवीए	2000		2000
उनो			एमवीए		2000	2000
आगरा			एमवीए		3000	3000
मेरठ			एमवीए		4500	4500
फतहपुर			एमवीए		2000	2000
ग्वालियर			एमवीए		2000	2000
बीना			एमवीए		2000	2000
वर्धा			एमवीए		3000	3000
सीपत पूर्लिंग	प्लाइंट		एमवीए		2000	2000

सासाराम			एमवीए		2000	2000
राँची			एमवीए		3000	3000
गया			एमवीए		3000	3000
बलिया			एमवीए		3000	3000
लखनऊ			एमवीए		3000	3000
बरेली			एमवीए		3000	3000
टेहरी			एमवीए		3000	3000
मुंडका			एमवीए		3000	3000
मोगा			एमवीए		3000	3000
कुल			एमवीए	2000	51000	53000

7.5.2 11वीं योजना अवधि के दौरान एचवीडीसी संचारण प्रणाली में वृद्धि निम्नलिखित तालिका में दर्शाई गई है।

एचवीडीसी संचारण प्रणालियाँ, 11वीं योजना 2007-12 के लिए कार्यक्रम	प्रकार/ कि.वो.	अभिकरण	यूनिट	जैसा कि 10वीं योजना के अंत में	11वीं योजना 2007-12 के दौरान अभिवृद्धियाँ	जैसा कि 11वीं योजना के अंत में अर्थात् मार्च 2012
एचवीडीसी बाईपोल लाईन						
चनादरपुर-पडघे	±500केवी	एमएसईबी	सीकेएम			1504
रिहंद-दादरी	±500केवी	पीजीसी आईएल	सीकेएम			1634
तलचर-कोलर	±500केवी	पीजीसी आईएल	सीकेएम			2734
बलिया-भिवाड़ी	±500केवी	पीजीसी आईएल	सीकेएम		1606	1606
बिसवानाथ-आगरा	±800केवी	पीजीसी आईएल	सीकेएम		3600	3600
कुल				5872	5206	11078
एचवीडीसी बाईपोल संचारण क्षमता:						
चनादरपुर-पडघे	बाईपोल	एमएसईबी	सीकेएम	1500		1500
रिहंद-दादरी	बाईपोल	पीजीसी आईएल	सीकेएम	1500		1500
तलचर-कोलर	बाईपोल	पीजीसी आईएल	सीकेएम	2000	500	2500
बलिया-भिवाड़ी	बाईपोल	पीजीसी आईएल	सीकेएम		2500	2500

बिसवानाथ-आगरा	बाईपोल	पीजीसी आईएल	सीकेएम		3000	3000
कुल				5000	6000	11000
<b>एचवीडीसी बेक-टु-बेक संचारण क्षमता:</b>						
विंध्याचल	बी-टी-बी	पीजीसी आईएल	एमडब्ल्यू	500		500
चन्द्रपुर	बी-टी-बी	पीजीसी आईएल	एमडब्ल्यू	1000		1000
गाजुवाका	बी-टी-बी	पीजीसी आईएल	एमडब्ल्यू	1000		1000
सासाराम	बी-टी-बी	पीजीसी आईएल	एमडब्ल्यू	500		500
कुल				3000	0	3000
<b>एचवीडीसी मोनोपोल लाईन:</b>						
बरसुर-लोअर (सीएसईवी/ अपट्रांसको)	सिलेरु	एपी- छत्तीस	सीकेएम	162		162
कुल				162	0	162
<b>एचवीडीसी मोनोपोल क्षमता:</b>						
बरसुर-लोअर (सीएसईवी/ अपट्रांसको)	सिलेरु	200 केवी	एपी- छत्तीसगढ़	एमडब्ल्यू	200	200
कुल					200	200
सर्वयोग			सीकेएम	6034	5206	11240
			एमडब्ल्यू	8200	6000	14200

## 7.6 संचारण प्रणाली विकास - 11वीं योजना के लिए कार्यक्रम

11वीं योजना के अंत के लिए लक्ष्य तथा 8वीं, 11वीं तथा 10वीं योजना के अंत में देश संचारण प्रणाली जैसे प्राप्त की गई है निम्नलिखित तालिका में दर्शाई गई है:

<b>संचारण क्षेत्र में संचयी वृद्धि तथा 11वीं योजना के लिए कार्यक्रम</b>						
	यूनिट	8वीं योजना के अंत में अर्थात् मार्च 1997	9वीं योजना के अंत में अर्थात् मार्च 2002	10वीं योजना के अंत में अर्थात् मार्च 2007	11वीं योजना के अंत में लक्ष्य अर्थात् मार्च 2012	
संचारण लाईन						
		8वीं योजना	9वीं योजना	10वीं योजना	11वीं योजना	

765केवी	सीकेएम	409	971	1704	7132
एचवीडीसी+/-500केवी	सीकेएम	3138	3138	5872	11078
एचवीडीसी200केवी मोनोपोल	सीकेएम	0	162	162	162
400केवी	सीकेएम	36142	49378	75722	125000
230/220केवी	सीकेएम	79601	96993	114629	150000
कुल संचारण लाइन	सीकेएम	119290	150642	198089	293372
उपकेंद्रों					
		8वीं योजना	9वीं योजना	10वीं योजना	11वीं योजना
एचवीडीसी बीटीबी	एमडब्लू	1500	2000	3000	3000
एचवीडीसी बाईपोल+ मोनोपोल	एमडब्लू	1500	3200	5200	11200
कुल- एचवीडीसी टर्मिनल क्षमता	एमडब्लू	3000	5200	8200	14200
765केवी	एमवीए	0	0	2000	53000
400केवी	एमवीए	40865	60380	92942	145000
230/220केवी	एमवीए	84177	116363	156497	230000
कुल- एसी उपकेंद्र क्षमता	एमवीए	125042	176743	251439	428000

### 7.7 11वीं योजना अवधि के दौरान संचारण प्रणाली विकास तथा संबंधित स्कीमों के लिए निधि की आवश्यकता

7.7.1 संचारण प्रणाली विकास तथा संबंधित स्कीमों के लिए कुल निधि की आवश्यकता निम्नलिखित रूप से अनुमानित की गई है।

	रु. करोड़ों में
केंद्रीय क्षेत्र	75000
राज्य क्षेत्र	65000
कुल	140000

### 7.7.2 11वीं योजना के दौरान निधि की आवश्यकता केंद्रीय क्षेत्र स्कीमों

राष्ट्रीय तथा क्षेत्रीय ग्रिडों का विकास तथा संबंधित प्रणालियों में निम्न प्रकार की स्कीमों की आवश्यकता होगी:

- केंद्र क्षेत्र उत्पादन क्षमता के लिए प्रणाली को मजबूत बनाना तथा विद्युत निष्क्रमण के लिए अंतः राज्य संचारण अपेक्षित 11वीं योजना संचारण स्कीमों
- अंतः राज्य संचारण के लिए सीटीयू से मुक्त पहुँच चाहते हुए आईपीपी उत्पादन क्षमता के लिए संचारण स्कीमों।
- 10वीं योजना संचारण स्कीमों के बचे हुए व्यय तथा 12वीं योजना संचारण स्कीमों के लिए अग्रिम कार्यवाही।

➤ केंद्रीय क्षेत्र में अन्य संबंधित महत्वपूर्ण स्कीमें  
11वीं योजना के दौरान उपरोक्त प्रकार की स्कीमों के लिए निधि आवश्यकता निम्न रूप से अनुमानित की गई है।

11वीं योजना निधि अनुमान (करोड़ रु. में)	
□ अंतः राज्य संचारण अपेक्षित केंद्रीय क्षेत्र उत्पादन क्षमता के लिए 11वीं योजना संचारण स्कीमें	59200
□ अंतः राज्य संचारण के लिए सीटीयू से मुक्त पहुँच चाहते हुए आईपीपी उत्पादन क्षमता के लिए संचारण स्कीमें	8000
□ 10 योजना संचारण स्कीमों के लिए बचे हुए व्यय तथा 12वीं योजना संचारण स्कीमों के लिए अग्रिम कार्यवाही	7000
□ केंद्रीय क्षेत्र में अन्य संबंधी महत्वपूर्ण स्कीमें (राष्ट्रीय तथा क्षेत्रीय प्रेषण केंद्रों के लिए भार प्रेषण स्कीमें, राष्ट्रीय तथा क्षेत्रीय ग्रिडों की सुरक्षा के लिए कुल एकीकृत प्रणाली की सुरक्षा प्रणाली की व्यापक अपग्रेडिंग, राष्ट्रीय विद्युत विनियम प्रणाली, 12वीं योजना के लिए संदर्शी संचारण योजना विकसित करना; परीक्षण सुविधाओं का संवर्धन, इत्यादि।	800
<b>कुल केंद्रीय क्षेत्र</b>	<b>75000</b>

#### 7.7.3 11वीं योजना के दौरान निधि आवश्यकता - राज्य क्षेत्र स्कीमें

राज्य ग्रिडों के विकास तथा संबंधित प्रणालियों को निम्नलिखित प्रकार की स्कीमों की आवश्यकता होगी:

- राज्य क्षेत्र में आईपीपी उत्पादन की इंटर-राज्य मुक्त पहुँच सहित राज्य क्षेत्र उत्पादन के निष्क्रमण के लिए एसटीयू की 11वीं योजना संचारण स्कीमें।
- माँग में वृद्धि की संचारण आवश्यकता को पूरा करने के लिए 220 कि.वो., 132 कि.वो., तथा 66 कि.वो. पर एसटीयू की संचारण स्कीमें
- 10वीं योजना संचारण स्कीमों के बचे हुए व्यय तथा 12वीं योजना संचारण स्कीमों के लिए अग्रिम व्यय
- पुरानी संचारण प्रणाली के नवीकरण तथा आधुनीकरण के लिए राज्य क्षेत्र में अन्य संबंधित महत्वपूर्ण स्कीमें राज्य/क्षेत्र भार प्रेषण प्रणाली, सुरक्षा प्रणाली अप-ग्रेडेशन, तथा प्रबंधन सूचना प्रणाली आयोजना के लिए साफ्टवेयर।

11वीं योजना के दौरान उपरोक्त प्रकार की स्कीमों के लिए निधि आवश्यकता निम्न रूप से अनुमानित की गई है।

**11वीं योजना में निधि अनुमान**



(रु. करोड़ों में)	
□ राज्य क्षेत्र के लिए 11वीं योजना की संचारण स्कीमें तथा इंटर राज्य संचारण की आवश्यकता के लिए आईपीपी उत्पादन क्षमता	14400
□ माँग में वृद्धि की संचारण आवश्यकता को पूरा करने के लिए 220 कि.वो., 132 कि.वो., तथा 66 कि.वो. पर एसटीयू की संचारण स्कीमें	28800
□ असम, नागालैंड, बिहार, झारखंड, गोवा तथा उत्तर प्रदेश के राज्यों में संचारण प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए 220 कि.वो., 132 कि.वो. तथा 66 कि.वो. प्रणाली के लिए इन राज्यों में संचारण स्कीमें ताकि ये राज्य राष्ट्रीय औसत की कम से कम 50% के माँग स्तर को पूरा कर सकें	6000
□ 10वीं योजना संचारण स्कीमों के बचे हुए व्यय तथा 12वीं योजना संचारण स्कीमों के लिए अग्रिम कार्यवाही	7800
□ पुरानी संचारण प्रणाली के नवीकरण तथा आधुनीकरण के लिए राज्य क्षेत्र में अन्य संबंधित महत्वपूर्ण स्कीमें राज्य/क्षेत्र भार प्रेषण प्रणाली, सुरक्षा प्रणाली अप-ग्रेडेशन, तथा प्रबंधन सूचना प्रणाली आयोजना के लिए साफ्टवेयर।	8000
<b>कुल-राज्य क्षेत्र</b>	<b>65000</b>
<b>कुल</b> (केंद्रीय क्षेत्र तथा राज्य क्षेत्र)	<b>रु. 140000 करोड़</b>

## अनुबंध 7.1

## 11वीं योजना के लिए क्षेत्रीय संचारण स्कीमें

क्षेत्र	स्कीम/स्कीम गुप	संचारण प्रणाली
उत्तरी क्षेत्र	कोल्डम (800 मेगावाट), पर्वती-II (800 मेगावाट) तथा पर्वती-III (520 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>कोल्डम के लिए संचारण प्रणाली</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. कोल्डम-नालागढ़ 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>2. कोल्डम-लुधियाना 400 कि.वो. डी/सी लाईन</li> </ol> <p>पर्वती-II के लिए संचारण प्रणाली</p> <p>पर्वती II - कोल्डम 400 कि.वो. एस/सी (चतुष्क) प्रथम सर्किट</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. पर्वती II कोल्डम 400 कि.वो. एस/सी (चतुष्क) दूसरा सर्किट</li> <li>2. एक सर्किट कोल्डम की अपेनिंग-कोल्डम पर नालागढ़ 400 कि.वो. डी/सी लाइन तथा पर्वती II के साथ जोड़ना - कोल्डम द्वितीय सर्किट ताकि i) पर्वती-II नालागढ़ 400 कि.वो. एस/सी लाइन, II) पर्वती-II कोल्डम 400 कि.वो. एस/सी लाइन को आकृत किया जा सके</li> </ol> <p>पर्वती II के लिए संचारण प्रणाली</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. पर्वती III पर पर्वती II कोल्डम 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो</li> <li>2. पर्वती II के लिलो द्वारा पनारसा पर स्वीचिंग केंद्र की स्थापना - नालागढ़ 400 कि.वो. लाइन तथा पर्वती III के लिलो द्वारा पनारसा पर कोल्डम 400 कि.वो. एस/सी लाइन</li> <li>3. पनारसा-अमृतसर 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	चमेरा-III (231 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. चमेरा-II के पास 400/220 कि.वो. पूर्लिंग केंद्र की स्थापना</li> <li>2. चमेरा-III -चमेरा पूर्लिंग केंद्र 220 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>3. चमेरा पूर्लिंग केंद्र-जालंधर 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	ऊरी-II एचईपी (240 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ऊरी-I-ऊरी-II 400 कि.वो. एस/सी</li> <li>2. ऊरी-II-वागूरा 400 कि.वो. एस/सी लाइन</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	रामपुर एचईपी (434 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. नाथपा झाखरी का लिलो रामपुर एचईपी रामपुर पर नालागढ़ 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. लुधियाना-पटियाला 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. पटियाला का लिलो - कैथल में हिसार 400</li> </ol>

		कि.वो. लाइन 4. नालागढ़ का लिलो - पटियाला में कैथल 400 कि.वो. लाइन
उत्तरी क्षेत्र	टेहरी पीएसएस (1000 मेगावाट) तथा कोटेश्वर (400 मेगावाट) लोहारी नागपाला एचईपी (600 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	कोटेश्वर के साथ 1. 400 कि.वो. जीआईएस टेहरी पूर्लिंग केंद्र की स्थापना 2. टेहरी का लिलो - टेहरी पूर्लिंग प्वाइंट पर मेरठ 765 कि.वो. 3. कोटेश्वर-टेहरी पूर्लिंग प्वाइंट 400 कि.वो. डी/सी लाइन 4. टेहरी पर 50% श्रृंखला की क्षतिपूर्ति - मेरठ 765 कि.वो. 2×एस/सी लाइनें (400 कि.वो. पर आवेशित) टेहरी पीएसएस के साथ 1. टेहरी-टेहरी पूर्लिंग केंद्र 40 कि.वो. एस/सी (घतुष्क) लाइन 2. बरेली का लिलो - 400 कि.वो. मेरठ एस/सी पर मंडुला 400 कि.वो. डी/सी लाइन 3. चार्जिंग टेहरी पूर्लिंग केंद्र 765 कि.वो. पर मेरठ लाइन 4. टेहरी पूर्लिंग केंद्र (जीआईएस) 765/400 कि.वो., 3×1500 एमवीए 5. मेरठ एस/एस (जीआईएस) 765-400 कि.वो. 3×1500 एमवीए 6. 765 कि.वो. प्रचालन के लिए टेहरी-मेरठ लाइनों पर श्रृंखला कोपिस्टर्स का संशोधन लोहारी नागपाला के साथ 1. लोहारी नागपाला एचईपी - टेहरी/कोटेश्वर पूर्लिंग प्वाइंट 400 कि.वो. डी/सी लाइन (ट्रिपल मूस) 2. मेरठ-आगरा 765 कि.वो. एस/सी लाइन 3. आगरा 765 कि.वो. एस/एस पर सेकेंड 765/400 कि.वो. ट्रांसफॉर्मर
उत्तरी क्षेत्र	तपोवन विष्णुगढ़ एचईपी (520 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. तपोवन विष्णुगढ़ - रुढ़की 400 कि.वो. डी/सी लाइन (यह लाइन कवारी पास से भेजी जानी है जहाँ पर 400/132 कि.वो. पूर्लिंग केंद्र प्रस्तावित है)
उत्तरी क्षेत्र	आरएपीपी यू 5 एवं 6 एपीपी (440 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. आरएपीपी - कंकरोली 400 कि.वो. डी/सी लाइन 2. आरएपीपी - कोटा 400 कि.वो. एस/सी लाइन

		<p>3. कोटा 400/220 कि.वाव एस/एस 2×315 एमवीए</p> <p>4. कंकरोली 400/220 कि.वो. एस/एस, 3×315 एमवीए</p> <p>आरएपीपी 5 एवं 6 के साथ तुलना करने के लिए अनुपूरक क्षेत्रीय स्कीमें</p> <p>1. कोटा-मीरटा 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>2. कंकरोली-जोधपुर 400 कि.वो. एस/सी लाइन</p>
उत्तरी क्षेत्र	सेवा-II (120 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>1. सेवा-हीरा नगर 132 कि.वो. डी/सी</p> <p>2. महनपुर द्वारा सेवा-खटुआ कि.वो. डी/सी एक सर्किट</p>
उत्तरी क्षेत्र	नींबू बाजगो (45 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	नींबू बाजगो-लेह 33 कि.वो. 2×डी/सी
उत्तरी क्षेत्र	चुटक (44 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. चुटक-कारगिल 331 कि.वो. 2×डी/सी
उत्तरी क्षेत्र	लाखवर व्यासी (420 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. लाखवर व्यासी-देहरादून 220 कि.वो. डी/सी
उत्तरी क्षेत्र	कोटलीभेल चरण-I, ए (195 मेगावाट) कोटलीभेल चरण- बी (320 मेगावाट) कोटलीभेल चरण-II (440 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>कोटलीभेल-I ए के साथ</p> <p>1. लिलो कोटलीभेल-चरण I बी-कोटलीभेल पर रूड़की एक सर्किट-चरण I ए 220 कि.वो. डी/सी</p> <p>कोटलीभेल चरण-I ए बी के साथ</p> <p>1. कोटलीभेल-चरण I बी-रूड़की 220 कि.वो. डी/सी (चरण-II तक ट्वीन और चरण-II से रूड़की के बीच क्वाड)</p> <p>कोटलीभेल चरण-II के साथ</p> <p>1. लिलो कोटलीभेल-चरण I बी-कोटलीभेल पर रूड़की दूसरा सर्किट चरण-II 220 कि.वो. डी/सी</p>
उत्तरी क्षेत्र	विष्णुगढ़ पीपलकोटी (400 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. कुआरी पास एक सर्किट का लिलो-विष्णुगढ़ पीपलकोटी 400 कि.वो. डी/सी पर पिथौरागढ़ लाइन
उत्तरी क्षेत्र	लता तपोवन (162 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>1. विष्णुप्रयाग का एक सर्किट का लिलो - कनवारी पास 400 कि.वो. डी/सी पर मुजफ्फरनगर डी/सी लाइन</p> <p>2. लता तपोवन - कुआरी पास 220 कि.वो. डी/सी</p>
उत्तरी क्षेत्र	बरसिंगसर (250 मेगावाट) तथा बरसिंगसर विस्तार 250	<p>1. बरसिंगसर-नागोर 220 कि.वो. 2×एस/सी</p> <p>2. बरसिंगसर-फालोडी 220 कि.वो. एस/सी</p>

	मेगावाट के लिए निष्क्रमण प्रणाली	3. बरसिंगसर-बीकानेर 220 कि.वो. एस/सी
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-6	1. समयपुर-भिवाड़ी 400 कि.वो. एस/सी लाइन के लिलो द्वारा गुड़गाँव पर 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए जीआईएस की स्थापना
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-7	1. तृतीय 315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर द्वारा लुधियाना एस/एस का संवर्धन 2. चतुर्थ 315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर द्वारा वागूरा एस/एस का संवर्धन
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-8	1. कंकरोली-जरदे 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किट के लिलो द्वारा भीनमल पर 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए की स्थापना 2. तृतीय 315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर द्वारा हिसार एस/एस का संवर्धन
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-रूड़की उप-केन्द्र	1. ऋषिकेश - मुरादनगर 400 कि.वो. एस/सी लाइन के लिलो द्वारा रूड़की पर 400/220 कि.वो. उप-केन्द्र की स्थापना
उत्तरी क्षेत्र	उत्तरी क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना- 9वीं, 10वीं, 11वीं	<b>9वीं :</b> 1. कानपुर-बल्लभगढ़ 400 के.वी. डी/सी लाइन सिरीज कंपनसेशन सहित । <b>10वीं :</b> 1. लखनऊ - गोरखपुर दूसरा 400 के.वी. डी/सी लाइन सिरीज कंपनसेशन सहित । <b>11वीं :</b> 1. मेरठ - कैथल 400 के.वी. डी/सी लाइन
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-उत्तरी क्षेत्र के दक्षिणी-पश्चिमी भाग में	1. कनकरोली-जोधपुर 400 कि.वो. एस/सी 2. कोटा-मेन्ना 400 कि.वो. डी/सी
उत्तरी क्षेत्र	अमृतसर तथा मोगा पर ट्रांसफॉर्मर क्षमता में वृद्धि	1. अमृतसर (संवर्धन) पर 400/220 कि.वो. 315 एमवीए तृतीय टैरिफ 2. मोगा (संवर्धन) पर 400/220 कि.वो. 315 एमवीए तृतीय टैरिफ
उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली को सुदृढ़ बनाना-12	1. बहादुरगढ़-सोनीपत 400 कि.वो. डी/सी ट्रिपल कन्डक्टर लाइन 2. सोनीपत पर 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए उपकेंद्र 3. नालागढ़, भिवाड़ी तथा कोटा प्रत्येक पर 10वीं तथा 11वीं योजना संचारण प्रणाली आयोजना की प्रस्तावना के रूप में प्रत्येक के अतिरिक्त 200 कि.वो. 2 बेज़

उत्तरी क्षेत्र	उत्तर क्षेत्रीय प्रणाली सुदृढीकरण योजना (ताला अनुपूरक स्कीम का औपचारिक रूप से हिस्सा)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. जालंधर-अमृतसर 400 कि.वो. एस/सी</li> <li>2. बहादुरगढ़ पर बवाना-भिवानी 400 कि.वो. एस/सी का लिलो</li> <li>3. अमृतसर पर 1×315 एमवीए 400/220 कि.वो. एस/एस की स्थापना</li> <li>4. बहादुरगढ़ पर 1×315 एमवीए 400/220 किलावोट एस/एस की स्थापना</li> <li>5. 1×315 एमवीए टैरिफ द्वारा गोरखपुर 400/220 कि.वो. एस/एस का संवर्धन।</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	उत्तरांचल में प्रणाली सुदृढीकरण योजना	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. पिथौरागढ़ में (220 कि.वो. पर आवेशित) धौलीगंगा बरेली 400 कि.वो. डी/सी का एक सर्किट का लिलो</li> <li>2. सितारगंज पर टनकपुर-बरेली 220 कि.वो. डी/सी लाइन का एक सर्किट का लिलो</li> <li>3. पिथौरागढ़ पर 6×33.3 एमवीए 220/132 कि.वो. एस/एस की स्थापना</li> <li>4. सितारगंज पर 2×100 एमवीए 220/132 कि.वो. एस/एस की स्थापना।</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	सिंगरौली विंध्याचल गलियारा में प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. विद्यमान विंध्याचल-कानपुर 400 कि.वो. एस/सी लाइन 400 कि.वो. डी/सी के नजदीक सिंगरौली-उपयुक्त लिलो प्वाइंट। विद्यमान विंध्याचल-कानपुर 400 कि.वो. एस/सी लाइन लिलो प्वाइंट पर खुलेगी तथा एक छोर कानपुर की तरफ जाते हुए एक सर्किट से जुड़ेगा तथा दूसरा विंध्याचल की तरफ</li> <li>2. विद्यमान विंध्याचल-सिंगरौली 132 कि.वो. एस/सी लाइन का विपथन।</li> </ol>
उत्तरी क्षेत्र	उत्तरी क्षेत्र-सुदृढीकरण (ताला ज.वि.प. के कारण आयात में वृद्धि के लिए) टाटा पावर के साथ पीजीसीआईएल का जेवी	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. गोरखपुर-लखनऊ (नया) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. लखनऊ (नया) उनो 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. बरेली-मंडोला 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>4. महारानी बाग-2×डी/सी पर दादरी-समयपुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन का लिलो</li> <li>5. गोरखपुर (नया)-गोरखपुर (यूपी) अंतःसंबंध 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>6. गोरखपुर (नया) 400/220 कि.वो. 315 एमवीए एस/एस के साथ 2×63 एमवीएआर एल/आर</li> <li>7. लखनऊ (नया) 400/220 कि.वो. 315 एमवीए एस/एस</li> </ol>

		<p>8. महारानी बाग 400/220 कि.वो. 630 एमवीए एस/एस</p> <p>9. बरेली (नया) 400/220 कि.वो. 315 एमवीए एस/एस के साथ 2x50 एमवीएआर एल/आर</p>
उत्तरी क्षेत्र	झंझर टीपीएस (1500 मेगावाट)	<p>1. झंझर मुंडका 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>2. झंझर-दौलताबाद 400 कि.वो. डी/सी</p>
उत्तरी क्षेत्र	बदरपुर टीपीएस (2x500 मेगावाट) विस्तार	बीटीपीएस के विस्तार पर 400 कि.वो. महारानी बाग-समयपुर का लिलो
उत्तरी क्षेत्र	दादरी-II टीपीएस (1000 मेगावाट)	<p>1. विद्यमान 400 कि.वो. दादरी बस का विपाटन</p> <p>2. दादरी-बामनोली 40 कि.वो. डी/सी लाइन</p>
उत्तरी क्षेत्र	उत्तरी क्षेत्र के लिए 765 कि.वो. पुलिंग केंद्रों तथा नेटवर्क के लिए सामान्य स्कीम (सासन यूएमपीपी + एनकेपी + मैथान/ कोडरमा/ मिजिआ/बोकारो+ रगुनाथपुर/ दुर्गापुर के लिए सामान्य + ई आर द्वारा एन ई आर/ एस आर/ डब्ल्यू आर से तथा एन आर से ई आर द्वारा आयात)	<p>1. बार-बलिया 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन पर 40% क्षतिपूर्ति के लिए बलिया के छोर पर श्रृंखलाबद्ध केपिस्टर</p> <p>2. बिहारशरीफ-बलिया 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन पर 40% क्षतिपूर्ति के लिए बिहारशरीफ के छोर पर श्रृंखलाबद्ध केपिस्टर</p> <p>3. फतहपुर (पीजी 765 कि.वो. एस/एस) पर इलाहाबाद-मेनपुरी 400 कि.वो. डी/सी का दोनों सर्किटों का लिलो</p> <p>4. गया-सासाराम 765 कि.वो. एस/सी लाइन</p> <p>5. सासाराम पीजी 765 कि.वो. एस/एस) - सासाराम (400 कि.वो. एस/एस) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन</p> <p>6. मैथान पीजी-गया 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन</p> <p>7. गया-बलिया 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>8. बलिया-लखनऊ 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>9. लखनऊ 765 कि.वो. उपकेंद्र के संयोजी के लिए 2x400 कि.वो. डी/सी लिलो लाइनें</p> <p>10. बरेली 765 कि.वो. उपकेंद्र की संयोजी के लिए 2x400 कि.वो. डी/सी लिलो लाइनें</p> <p>11. फतहपुर 765 कि.वो. उपकेंद्र 1x1500 एमवीए, 765/400 कि.वो. (सासन स्कीम में दूसरा ट्रांसफॉर्मर)</p> <p>12. गया 765 कि.वो. उपकेंद्र 3x1500 एमवीए, 765/400 कि.वो., 2x315 एमवीए 400/220 कि.वो., गया पर बोधगया-टेहरी 220 कि.वो. डी/सी लाइन का लिलो</p>

		<p>13. सासाराम 765 कि.वो. उपकेंद्र 1×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो. (सासन स्कीम में दूसरा ट्रांसफॉर्मर)</p> <p>14. सासाराम 400 कि.वो. उपकेंद्र विस्तारण</p> <p>15. आगरा 765 कि.वो. उपकेंद्र 1×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो. (सासन स्कीम में दूसरा ट्रांसफॉर्मर)</p> <p>16. मैथान (पीजी) 400 कि.वो. उपकेंद्र विस्तारण</p> <p>17. बलिया 765 कि.वो. उपकेंद्र (बलिया 400 कि.वो. उपकेंद्र के विस्तारण द्वारा) 2×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो.</p> <p>18. लखनऊ 765 कि.वो. उपकेंद्र 2×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो., लखनऊ 400 कि.वो. एस/एस की संयोजी के लिए लिलो लाइनें</p> <p>19. बरेली 765 कि.वो. उपकेंद्र 2×1500 एमवीए, 765/कि.वो., बरेली 400 कि.वो. एस/एस की संयोजी के लिए लिलो लाइनें।</p>
उत्तरी क्षेत्र	उत्तरी क्षेत्र को सुदृढ़ बनाना एनसीआर तथा इधर-उधर के लिए 765 कि.वो. प्रणाली	<p>1. आगरा-मुंडका 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>2. आगरा-मेरठ 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>3. मुंडका-मेरठ 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>4. मुंडका-मोगा 765 कि.वो. एस/सी</p> <p>5. आगरा तथा मेरठ 765 कि.वो. उपकेंद्र विस्तारण</p> <p>6. मुंडका 765 कि.वो. उपकेंद्र 2×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो.</p> <p>7. मोगा 765 कि.वो. उपकेंद्र 2×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो.</p>

क्षेत्र	स्कीम/स्कीम ग्रुप	संचारण प्रणाली
प. क्षेत्र	सिपत-II+I (1000+1980 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>एटीएस सहित सिपत-I (3×660 मेगावाट)</p> <p>1. सिपत-सिओनी 765 कि.वो. 2×एस/सी</p> <p>2. सिओनी-खंडवा 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क एएएसी)</p> <p>3. नागदा-देहगम 400 कि.वो. डी/सी</p> <p>4. सिपत 400 कि.वो. डी/सी पर कोरबा-रायपुर का लिलो</p> <p>5. सिओनी 400 कि.वो. डी/सी पर भिलाई-सतपुड़ा का लिलो</p> <p>6. सिओनी 765/400 कि.वो. 7×500 एमवीए</p>



		<p>तथा 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</p> <p>7. सरदार सरोवर-धूलू डी/सी लाइन के दोनों सर्किट के लिलो द्वारा राजगढ़ 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</p> <p><u>सिपत-II सहित एटीएस (2×500 मेगावाट)</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. खंडवा-राजगढ़ 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. बिना-गवालियर 765 कि.वो. एस/सी (प्रारंभ में 400 कि.वो. पर प्रचालन)</li> <li>3. सिओनी 765/400 कि.वो. 1500 एमवीए (संवर्धन)</li> <li>4. कोरबा-रायपुर लाइन के लिलो द्वारा भतापरा 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</li> </ol> <p><u>सिपत-II अनुपूरक संचारण प्रणाली</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. सिओनी-वर्धा 765 कि.वो. एस/सी (प्रारंभ में 400 कि.वो. पर प्रचालन)</li> <li>2. वर्धा-अकोला 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. अकोला-औरंगाबाद 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>4. वर्धा 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</li> </ol>
प. क्षेत्र	कवास-II (725 + 575 मेगावाट) तथा गंधार-II (725 + 575 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p><u>एटीएस सहित गंधार-II</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. गंधार (एनटीपीसी)-राजकोट (जीईबी) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. गंधार (एनटीपीसी)-कवास 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. शूजालपुर पर बीना-जागदा 400 कि.वो. डी/सी लाइन का दोनों सर्किटों का लिलो</li> <li>4. शूजालपुर पर 2×315 एमवीए 400/220 कि.वो. उपकेंद्र की स्थापना</li> </ol> <p><u>एटीएस सहित कवास-II</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. कवास-II-वापी (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>2. वापी (पीजी)-नवी मुंबई 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. नवी मुंबई में कलवा-पूना (पीजी) 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो</li> <li>4. वापसी (पीजी) खाडोली (डीएनएच) 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>5. नवी मुंबई में 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस की स्थापना (जीआईएस यदि पर्याप्त भूमि उपलब्ध नहीं है)</li> <li>6. नवी मुंबई में आपता-कलवा तथा खरघर-</li> </ol>

		<p>कंदलगाँव 220 कि.वो. डी/सी लाइन (पीजीसीआईएल द्वारा नवीं मुंबई में म रा वि बो, 220 कि.वो. व्यूह खंड प्रावधान के पूर्वदर्शन के तहत लिलो कार्य)</p> <p>7. वापी पर 400/220 कि.वो. 1×315 एमवीए तृतीय ट्रांसफॉर्मर का प्रतिष्ठापन।</p>
प. क्षेत्र	पश्चिमी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढीकरण के लिए स्कीम (WRSSS)-II	<p><b>WRSSS-II - क (पीजीसीआईएल)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. सिओनी-वर्धा 765 कि.वो. एस/सी (द्वितीय सर्किट 400 कि.वो. प्रचालन)</li> <li>2. रायपुर-वर्धा 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. भद्रावती-परली (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>4. वर्धा-परली (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>5. परली (पीजी)-परली (म.रा.वि.बो.) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>6. परली (पीजी) 400 कि.वो. स्वीचिंग स्टेशन</li> </ol> <p><b>WRSSS-II - ख (आईपीटीसी)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. परली (पीजी)-पूना (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. पूना (पीजी) पर लोनिकहेंड-कलवा 400 कि.वो. लाइन का लिलो</li> <li>3. पूना (पीजी)-औरंगाबाद 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>4. परली (पीजी)-शोलापुर (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>5. शोलापुर (पीजी) कोल्हापुर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>6. शोलापुर (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी पर शोलापुर-करड का लिलो</li> </ol> <p><b>WRSSS-II - ख (पीजीसीआईएल)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. पूना (पीजी) 400/220 कि.वो. उपकेंद्र</li> <li>2. शोलापुर (पीजी) 400/220 कि.वो. उपकेंद्र</li> </ol> <p><b>WRSSS-II - ग (आईपीटीसी)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. राजगढ़ (पीजी)-करमसाद (गुज.) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>2. लिम्बदी (गुज.)-रनछोदपुरा (गुज.) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>3. रनछोदपुरा (गुज.)-जरदा (गुज.) 400 कि.वो. डी/सी</li> </ol> <p><b>WRSSS-II - घ (पीजीसीआईएल)</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. कोरबा-बीरसिंहपुर-दमोह-भोपाल 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. बीना - ग्वालियर 765 कि.वो. एस/सी (द्वितीय</li> </ol>

		सर्किट 400 कि.वो. प्रचालन)
प. क्षेत्र	पश्चिमी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढीकरण के लिए स्कीम-3	1. वापी - मगरवाड़ा (दमन दियू) 220 कि.वो. डी/सी 2. वापी - खरड़वाड़ा (दादर व नगर हवेली) 220 कि.वो. डी/सी
प. क्षेत्र	पश्चिमी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढीकरण के लिए स्कीम-4	1. दमोह पर पावरग्रिड 400/220 कि.वो., 2×315 एमवीए उपकेंद्र
प. क्षेत्र	ओमकेश्वर (520 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. ओमकेश्वर 220 कि.वो. 2×डी/सी पर बरवा-खंडवा डी/सी का लिलो 2. ओमकेश्वर-सनावाड़ 220 कि.वो. डी/सी
प. क्षेत्र	भिलाई इलेक्ट्रिक स्पलाई कंपनी प्राइवेट लिमिटेड (बीईएससीएल) (2×250 मेगावाट)	1. बीईएससीएल-रायपुर 40 कि.वो. डी/सी 2. बीईएससीएल 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस 3. बीईएससीएल पर खेडामेड़ा-एमएसडीएस2 220 किलावोट डी/सी का लिलो
प. क्षेत्र	एनटीपीसी का कोरबा (III) 500 मेगावाट	1. कोरबा (III) प. क्षेत्र पूर्लिंग प्वाइंट (नजदीक सिपत) 400 कि.वो. डी/सी 2. प. क्षेत्र पूर्लिंग प्वाइंट 765/400 कि.वो. 2×1500 एमवीए एस/एस की स्थापना 3. बीना-इंदौर (पीजी) 765 कि.वो. एस/सी (400 कि.वो. पर प्रारंभ से आवेधित) 4. प. क्षेत्र पूर्लिंग प्वाइंट पर सिपत-सिओनी 765 कि.वो. एस/सी का लिलो 5. इंदौर (पीजी) पर इंदौर-नागदा 400 कि.वो. डी/सी के दोनों सर्किटों का लिलो 6. इंदौर (पीजी) 400 कि.वो. स्वीचिंग केंद्र की स्थापना 7. पूना, वापी तथा देहगम में अतिरिक्त 400/220 कि.वो. 1×315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर
प. क्षेत्र	प. क्षेत्र के लिए पूर्लिंग केंद्र तथा नेटवर्क के लिए सामान्य स्कीम + एनकेपी + मैथान/कोडरमा /मिजिआ/बोकारो + रगुनाथपुर/ दुर्गापुर के लिए सामान्य + ईआर द्वारा एनईआर/एसआर एनआर से तथा डब्ल्यूआर से ईआर द्वारा	1. राँची-सिपत/कोरबा (पूर्लिंग) 765 कि.वो. 2×एस/सी (अथवा 765 कि.वो. पर प्रचालित 1200 कि.वो. 2×एस/सी) राँची छोर पर 40% श्रृंखला क्षतिपूर्ति के साथ 2. सिपत/कोरबा (पूर्लिंग)-सिपत 765 कि.वो. एस/सी 3. सिपत/कोरबा (पूर्लिंग केंद्र को 400 कि.वो. संयोजी/प्रभरण लाइनों को प. क्षेत्र की बैठक में अंतिम रूप दिया जाएगा

	आयात	4. राँची 765 कि.वो. उपकेंद्र 3×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो.
		5. सिपत कोरबा (पूर्व) 765 कि.वो. एस/एस 1×1500 एमवीए, 765/400 कि.वो.

क्षेत्र	स्कीम/स्कीम ग्रुप	संचारण प्रणाली
द. क्षेत्र	कुदनकुलम यू 1 एवं 2 (2000 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. कुदनकुलम (एनपीसी)-त्रियुनवेली (पीजी) 400 कि.वो. 2×डी/सी लाइन I एवं II (चतुष्क)</li> <li>2. त्रियुनवेली (पीजी) ऊद्गुमलपेट 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>3. त्रियुनवेली (पीजी)-एडामन (केएसईबी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन (बहु सर्किट लाइन)</li> <li>4. एडामन-मुवट्टुपुझा (पीजी) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन</li> <li>5. मुवट्टुपुझा-उत्तर त्रिकुर (पीजी) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन</li> <li>6. मदुराई (पीजी) के दोनों सर्किटों का लिलो-त्रियुनवेली पर त्रिवेन्द्रम (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>7. त्रियुनवेली, 2×315 एमवीए पर 400/220 कि.वो. एस/एस</li> <li>8. मुवट्टुपुझा, 2×315 एमवीए पर 400/220 कि.वो. एस/एस</li> <li>9. त्रिवेन्द्रम 400/220 कि.वो. एस/एस विस्तारण तृतीय 1×315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर</li> <li>10. ऊद्गुमलपेट-400/220 कि.वो. एस/एस विस्तारण-तृतीय 1×315 एमवीए ट्रांसफॉर्मर</li> <li>11. त्रियुनवेली पर 2×63 एमवीएआर बस रिएक्टर तथा मुवट्टुपुझा 400 कि.वो. एस/एस पर 1×63 एमवीएआर बस रिएक्टर</li> <li>12. त्रियुनवेली-मुवट्टुपुझा 400 कि.वो. डी/सी लाइन के प्रत्येक सर्किट के प्रत्येक छोर पर 163 एमवीएआर लाइन रिएक्टर</li> <li>13. त्रियुनवेली-ऊद्गुमलपेट 400 कि.वो. डी/सी लाइन के प्रत्येक सर्किट के प्रत्येक छोर पर 1×63 एमवीएआर स्वीचएबल लाइन रिएक्टर</li> </ol>
द. क्षेत्र	कलपक्कम पीएफबीआर (500 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. केपीएफबीआर-कांचीपुरम 230 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>2. केपीएफबीआर-अरनी 230 कि.वो. डी/सी</li> </ol>

		<p>लाइन</p> <p>3. केपीएफबीआर-रिरुचरी 230 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>4. केपीएफबीआर-एमएपीएस 230 कि.वो. एस/सी (एक फालतू चरण के साथ) केबल लिंक</p>
द. क्षेत्र	काईगा यू 3 एवं 4 (220+220 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>1. नरेंद्रा (पीजी)-देवनागरी (केपीटीसीएल) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>2. मैसूर (पीजी) कोजीकोड (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>3. कोलर का लिलो - मैलाकोट्टायूर पर (पीजी) सिरिपेरुम्बदूर (पीजी) 400 कि.वो. एस/सी</p> <p>4. मेलाकोट्टाईयूर 400/220 कि.वो. एस/एस 2x315 एमवीए</p> <p>5. कोजीकोड 400/220 कि.वो. एस/एस 2x315 एमवीए</p> <p>6. हिरीयूर 400/220 कि.वो. एस/एस विस्तारण 1x315 एमवीए</p> <p>7. नरेंद्रा 400/220 कि.वो. एस/एस के बे विस्तारण</p> <p>8. मैसूर 400/220 कि.वो. एस/एस के बे विस्तारण</p> <p>9. देवानगरी 400/220 कि.वो. एस/एस के बे विस्तारण</p> <p>10. कोलर के मेलकोट्टाईयूर छोर पर 1x50 एमवीएआर स्वीचएबल लाइन रिएक्टर मेलाकोट्टाईयूर पर लिलो करने के लिए सिरिपेरुम्बदूर 400 कि.वो. एस/सी लाइन</p>
द क्षेत्र	नवेली ता.वि.के II (500 मेगावाट) नवेली के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>1.. लनवेली टीएस-II विस्तारण (एनएलसी)-नवेली टीएस-II विद्यमान (एनएलसी) 400 कि.वो. 2xएस/सी लाइन</p> <p>2. नवेली टीएस-II (एनएलसी) पुगलूर (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>3. पुगलूर (पीजी) मदुराई (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>4. ऊदुमलपट-अरासुर (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p> <p>5. नवेली का लिलो-सिरिपेरुम्बदूर 400 कि.वो. एस/सी लाइन</p> <p>6. वारंगल (पीजी) पर रामागुंडम-खामाम 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो</p>

		<p>7. पगलुर 400/220 कि.वो. एस/एस 2×315 एमवीए</p> <p>8. वारांगल 400/220 किलावोट एस/एस 2×315 एमवीए</p> <p>9. अरसूर 400/220 कि.वो. एस/एस 2×315 एमवीए</p> <p>10. पांडिचेरी 400/20 कि.वो. एस/एस 2×315 एमवीए</p> <p>11. मदुराई 400/220 कि.वो. एस/एस बे विस्तारण</p> <p>12. उदुमलपेट 400/220 कि.वो. एस/एस बे विस्तारण</p> <p>13. नवेली के पुगलुर छोर पर प्रत्येक सर्किट के लिए 1×50 एमवीएआर स्वीचएबल लाइन रिएक्टर - पुगलुर 400 कि.वो. डी/सी लाइन</p>
द. क्षेत्र	कायमकुल्लम II एलएनजी (1950 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<p>1. कायमकुल्लम 400 कि.वो. 2× डी/सी पर त्रियुनवेली-मुवथापुझा (चतुष्क) का लिलो</p> <p>2. कोजीकोड-त्रिसूर 400 कि.वो. डी/सी</p> <p>3. कायमकुल्लम ता.वि.के. 400/220 कि.वो. 2×315 एवीए एस/एस</p> <p>4. कायमकुल्लम ता.वि.के - कायमकुल्लम 220 कि.वो. डी/सी</p>
द. क्षेत्र	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए स्कीम-4	<p>1. महबूबनगर (अ.प्र.) पर नार्गाजुन (अ.प्र.) रायचूर 400 कि.वो. एस/सी लाइन का लिलो</p> <p>2. आलामती 400 कि.वो. एस/एस (टीएन) पर निल्लोर (अ.प्र.) सिरिपेरुम्बदूर (टीएन) 400 कि.वो. डी/सी लाइन के सर्किटों पर दोनों का लिलो।</p>
द. क्षेत्र	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए स्कीम-5	<p>1. कोलर 400 कि.वो. उपकेंद्रों पर मुनीरबाद, कुडाप (अ.प्र.) गुटी (अ.प्र.) खामाम (अ.प्र.), गजुवाका (अ.प्र.) तथा 3×167 एमवीए पर 1×315 एमवीए द्वारा ट्रांसफॉर्मर क्षमता का संवर्धन</p> <p>2. निल्लोर (अ.प्र.) 400 कि.वो. एस/एस पर 1×80 एमवीए बस रिएक्टर</p>
द. क्षेत्र	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए स्कीम-6	<p>1. वीमागिरी 400 कि.वो. एस/एस (अ.प्र.) पर गूजुवाका (अ.प्र.) विजयवाड़ा (अ.प्र.) 400 कि.वो. डी/सी लाइन के सर्किटों पर दोनों का लिलो</p> <p>2. विजयवाड़ा (अ.प्र.) पर द्वितीय 1×315 एमवीए</p>

		400/220 कि.वो. ट्रांसफॉर्मर
द. क्षेत्र	दक्षिणी क्षेत्र प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए स्कीम-7	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. हसन पर तालागुप्पा-नीलमनगाला 400 किलोवाट डी/सी लाइन के एक सर्किट का लिलो</li> <li>2. हसन 40/220 कि.वो. 2x315 एमवीए उपकेंद्र</li> <li>3. कशईकुदी (टीएन) पर मदुराई (टीएन) त्रिची (टीएन) डी/सी लाइन के एक सर्किट का लिलो</li> <li>4. कशईकुदी 400/220 कि.वो. 2x315 एमवीए उपकेंद्र</li> </ol>
द. क्षेत्र	संचारण प्रणाली तलघर-II का संवर्धन	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. तलघर-II राउरकेला 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>2. तलघर-II बेहरमपुर-गुजूवाका 40 कि.वो. डी/सी</li> </ol>
द. क्षेत्र	नीलमनगाला-मैसूर संचारण स्कीम	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. नीलमनगाला-मैसूर 400 कि.वो. डी/सी लाइन</li> <li>2. मैसूर पर 400/220 कि.वो. 2x315 एमवीए एस/एस</li> </ol>

क्षेत्र	स्कीम/स्कीम ग्रुप	संचारण प्रणाली
पू. क्षेत्र	बढ़ (1980 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. बढ़ पर कहलगाँव-पटना 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क लाइन का लिलो</li> <li>2. बढ़-बलिया 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क लाइन</li> <li>3. बलिया-भिवाड़ी 2500 मेगावाट <math>\pm</math> 500 कि.वो. एचवीडीसी बाईपोल लाइन</li> <li>4. सिओनी-बीना 765 कि.वो. एस/सी लाइन (आरंभ में 400 कि.वो. परिवर्तित की जानी है)</li> <li>5. बलिया 400 कि.वो. एस/एस विस्तारण</li> <li>6. भिवाड़ी 400 कि.वो. एस/एस विस्तारण</li> <li>7. सिओनी 400 कि.वो. एस/एस विस्तारण</li> <li>8. बीना 400 कि.वो. एस/एस विस्तारण</li> <li>9. बलिया तथा भिवाड़ी एचवीडीसी कनवरटर स्टेशन</li> </ol>
पू. क्षेत्र	तीस्ता निम्नबाँध 3 एवं 4 (292 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. तीस्ता चरण-III -टिवन-मूस कंडक्टर के साथ न्यू जलपाईगुड़ी, 220 कि.वो. एस/सी लाइन</li> <li>2. तीस्ता चरण-III-मूस कंडक्टर के साथ तीस्ता चरण-4 एस/एस, 220 कि.वो. एस/सी लाइन</li> <li>3. तीस्ता चरण-4-न्यू जलपाईगुड़ी, 220 कि.वो. डी/सी लाइन (ये लाइनें प.ब.रा.वि.बो. द्वारा निर्मित की जाएगी क्योंकि सारी विद्युत पश्चिमी बंगाल द्वारा अवशोषित कर ली जाएगी।)</li> </ol>

पू. क्षेत्र	तीस्ता-IV (495 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. तीस्ता-IV पर मांगन-मैली 400 कि.वो. डी/सी के एक सर्किट का लिलो
पू. क्षेत्र	फरक्का-3 (500 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. पर्याप्त विद्यमान प्रणाली
पू. क्षेत्र	प्रणाली सुदृढीकरण-I	1. सिंगरौली-पुरनिया पर उच्च क्षमता कंडक्टर
पू. क्षेत्र	प्रणाली सुदृढीकरण-II	1. पुरलिया-जमशेदपुर 400 कि.वो. डी/सी 2. जमशेदपुर-बारीपाड़ा 400 कि.वो. डी/सी 3. बारीपाड़ा-मिन्हालसाल (भुवनेश्वर) 400 कि.वो. डी/सी

क्षेत्र	स्कीम/स्कीम ग्रुप	संचारण प्रणाली
उ.पू. क्षेत्र	कमांग ज.वि.प. (600 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. कमांग-बालीपार-सिलीगुड़ी 400 कि.वो. डी/सी 2. भीसा पर द्वितीय 315 एमवीए 400/220 कि.वो. आईसीटी
उ.पू. क्षेत्र	रंगानदी-II (130 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. रंगानदी ज.वि.प.-I-रंगानदी ज.वि.प.-II 132 कि.वो. एस/सी 2. रंगानदी ज.वि.प.-II 132 कि.वो. डी/सी पर रंगानदी ज.वि.प.-I-जीरो का लिलो
उ.पू. क्षेत्र	दिकरांग (110 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. दिकरांग-रंगानदी ज.वि.प.-I 132 कि.वो. डी/सी
उ.पू. क्षेत्र	सुबनश्री लोअर ज.वि.प. (2000 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. सुबनश्री लोअर-उच्च साइज़ टुईन कंडक्टर के साथ बिश्वनाथ चेरीआली 400 कि.वो. 2xडी/सी लाइनें
उ.पू. क्षेत्र	उ.पू. क्षेत्र से उ. क्षेत्र/प. क्षेत्र तक अंतःक्षेत्रीय संचारण प्रणाली	1. बिश्वनाथ चेरीआली पूर्लिंग केंद्र 2. 6000 मेगावाट क्षमता की बिश्वनाथ चेरीआली से आगरा तक $\pm 800$ कि.वो., एचवीडीसी बाईपोल लाइन 3. एचवीडीसी टर्मिनल स्टेशन: <u>सुबनश्री लोअर ज.वि.प. के साथ मेचिंग:</u> बिश्वनाथ चेरीआली तथा आगरा में $\pm 800$ कि.वो., एचवीडीसी 3000 मेगावाट रेक्टीफायर/इनवर्टर केंद्र <u>सिक्कम तथा भूटान में जल विद्युत परियोजनाओं के साथ मेचिंग</u> सिलीगुड़ी तथा आगरा में $\pm 800$ कि.वो., एचवीडीसी 3000 मेगावाट रेक्टीफायर/इनवर्टर केंद्र
उ.पू. क्षेत्र	प्रणाली सुदृढीकरण स्कीम-I	1. एज़वाल, दीमापुर, कोपिली, खांडोग के लिए 220 कि.वो. तथा 132 कि.वो. कार्य
उ.पू. क्षेत्र/ उ. क्षेत्र	त्रिपुरा गैस, 1050' मेगावाट के साथ एटीसी	1. त्रिपुरा गैस-सिलचर-बेंगाइगाँव 400 कि.वो. डी/सी लाइन 2. त्रिपुरा गैस पर 400/132 कि.वो. एस/एस तथा



		ग्रिड एस/एस तक 132 कि.वो. लाइन 3. सिल्वर पर 400/132 कि.वो. एस/एस तथा ग्रिड एस/एस तक 132 कि.वो. लाइन
उ. क्षेत्र	उ. क्षेत्र द्वारा आयात को योग्य बनाने के लिए संचारण प्रणाली	1. बोंगईगाँव-सिलीगुड़ी 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क लाइन-2. पुरनिया-बिहारशरीफ 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क लाइन

क्षेत्र	स्कीम/ग्रुप स्कीम	संचारण प्रणाली
उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	उत्तरी करणपुरा (1980 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली	1. उत्तरी करणपुरा-गया 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन 2. उत्तरी करणपुरा-शँची 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन 3. सिपत/कोरबा (पूर्व) -सिओनी 765 कि.वो. एस/सी लाइन 4. लखनऊ-बरेली 765 कि.वो. एस/सी लाइन 5. बरेली-मेरठ 765 कि.वो. एस/सी लाइन 6. आगरा-गुड़गाँव (आईटीपी)-गुड़गाँव (पीजी) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन 7. गुड़गाँव 400/220 कि.वो. जीआईएस एस/एस: 400/220 कि.वो., 2x315 एमवीए
उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	मैथॉन आरबी (1000 मेगावाट), बोकारो विस्तारण (500 मेगावाट), कोडरमा (1000 मेगावाट) तथा मेजिआ विस्तारण (1000 मेगावाट) के लिए निष्क्रमण प्रणाली उ.क्षे. द्वारा विद्युत के आयात के लिए सामान्य संचारण प्रणाली	1. बिहारशरीफ-सासाराम (पीजी 765 कि.वो. एस/एस) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन 2. सासाराम-फतेहपुर (पी जी 765 कि.वो. एस/एस) 765 कि.वो. एस/सी लाइन 3. फतेहपुर (पी जी 765 कि.वो. एस/एस) आगरा 765 कि.वो. एस/सी लाइन 4. फतेहपुर (पीजी 765 कि.वो. एस/एस)- फतेहपुर (आईटीपी 400 कि.वो. एस/एस) 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन (यदि 765 कि.वो. पीजीसीआईएल एस/एस तथा 400 कि.वो. आईटीपी एस/एस निकटस्थ हैं, तो यह विस्तृत बस के माध्यम से होगा) 5. फतेहपुर (400 कि.वो. डी/सी लिलो लाइन) पर सिंगरौली-कानपुर 400 कि.वो. लाइन का लिलो 6. फतेहपुर (220 कि.वो. 2xडी/सी लिलो लाइन) पर फतेहपुर-कानपुर 220 कि.वो. लाइनों के दोनों सर्किटों का लिलो 7. फतेहपुर 400/220 कि.वो. उप-केंद्र: 400/220 कि.वो. ट्रांसफॉर्मर: 2x315 एमवीए

उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	मैथॉन आरबी (1000 मेगावाट) के लिए विशिष्ट प्रणाली	1. मैथॉन आरबी-मैथॉन पीजी 400 कि.वो. डी/सी लाइन 2. मैथॉन आरबी-राँची 400 कि.वो. डी/सी लाइन
उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	कोडरमा (1000 मेगावाट) तथा बोकारों विस्तारण (500 मेगावाट) के लिए विशिष्ट प्रणाली	1. बोकारो-बिहारशरीफ (बारस्ता कोडरमा) 400 कि.वो. डी/सी लाइन, बोकारों से कोडरमा तक ट्विन-मूस तथा कोडरमा से बिहारशरीफ तक चतुष्क मूस 2. कोडरमा (400 कि.वो. 2×डी/सी लिलो लाइन) पर बोकारो-बिहारशरीफ 400 कि.वो. डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो 3. कोडरमा-गया 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन
उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	मेज़िआ विस्तारण (1000 मेगावाट) के लिए विशिष्ट प्रणाली	1. मेज़िआ (400 कि.वो. डी/सी लिलो लाइन) पर मैथॉन-जमशेदपुर 400 कि.वो. लाइन के एक सर्किट का लिलो 2. मेज़िआ-मैथॉन पीजी 400 कि.वो. डी/सी लाइन
उ. क्षेत्र/ पू. क्षेत्र/ प. क्षेत्र	रघुनाथपुर (1000 मेगावाट) तथा दुर्गापुर (1000 मेगावाट) के लिए विशिष्ट प्रणाली	1. दुर्गापुर (400 कि.वो. डीवीसी लिलो लाइन) पर दुर्गापुर (पीजी)-जमशेदपुर 400 कि.वो. लाइन के एक सर्किट का लिलो 2. रघुनाथपुर (400 कि.वो. डी/सी लिलो लाइन) पर मैथॉन (पीजी)-राँची 400 कि.वो. लाइन के एक सर्किट का लिलो 3. दुर्गापुर (सामान्य)-रघुनाथपुर-राँची 400 कि.वो. चतुष्क डी/सी लाइन

## अनुलग्नक- 7.2

## 11वीं योजना के लिए राज्यों की संचारण स्कीमें

## उत्तरी क्षेत्र के राज्य

सामान्य परियोजना	राज्य क्षेत्र उत्पादन योजनाएँ
हि.प्र.	संचारण स्कीम/प्रस्ताव
यूएचएल-3 (100 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>यूएचएल-बसी 132 कि.वो. डी/सी</li> <li>यू एच एल-हमीरपुर डी/सी</li> </ul>
कशांग 1 एवं 2 (126 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>कशांग 220 कि.वो. डी/सी पर भाभा-कुनीहार एस/सी का लिलो</li> </ul>
सेंज (100 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पर्वती संचारण प्रणाली द्वारा</li> </ul>
शॉटॉग करचम (402 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>शॉटॉग करचम-करचम पूलिंग स्टेशन 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>करचम पूलिंग स्टेशन-काम्पलेक्स में उत्पादन के सुदृढ़ होने के पश्चात उ.क्षेत्र भार केंद्रों का निर्णय किया जाएगा</li> </ul>
हरियाणा	
यमुना नगर यू 1 एवं 2 (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>यमुना नगर ता.वि.के-यमुना नगर 220 कि.वो. 2×डी/सी</li> <li>यमुना नगर ता.वि.के.-तिपला 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>यमुना नगर-लाड़वा 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>लाड़वा-निसिंग 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>लाड़वा 220/132 कि.वो. 100 एमवीए एस/एस</li> </ul>
उत्तर प्रदेश	
अनपारा सी (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>765 कि.वो. पर अनपारा-उन्नाव 765 कि.वो. एस/सी लाइन की चार्जिंग</li> <li>अनपारा 765/400 कि.वो. 2×630 एमवीए एस/एस</li> <li>उन्नाव 765/400 कि.वो. 3×630 एमवीए एस/एस</li> </ul>
रोसा (600 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>रोसा-शाहजहाँपुर 220 कि.वो. 2×एस/सी</li> <li>रोसा-हरदोई 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>रोसा-बदायूँ 220 कि.वो. एस/सी</li> <li>हरदोई 220/132 कि.वो. 2×100 एमवीए एस/एस</li> </ul>
राजस्थान	
गिराल यू 1 एवं 2 (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>गिराल-बारमेर 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>गिराल 220 कि.वो. डी/सी पर बारमेर-अमर सागर का लिलो</li> </ul>
छाबरा ता.वि.के. (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>छाबरा ता.वि.के.-सवाईमाधोपुर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>सवाईमाधोपुर 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</li> </ul>
कोटा यू-7	<ul style="list-style-type: none"> <li>220 कि.वो. पर वोल्टेज उत्पादन को बढ़ाना</li> </ul>

(195 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>विद्यमान केटीपीएस बस को एक अंश में यू 6 एवं 7 के साथ तथा शेष को दूसरे अंश में विभाजित करना</li> <li>टिवन-मूस के साथ केटीपीएस 6 एवं 7 अंश-कोटा (पीजी) कि.वो. डी/सी</li> </ul>
<b>उत्तरांचल</b>	
टिवनीप्लासू (42 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>टिवनीप्लासू 220 कि.वो. डी/सी पर अराकोट तूनी-मोरी के एक सर्किट का लिलो।</li> </ul>
बवालानंद प्रयोग (132 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>बवालानंद प्रयाग-करनप्रयाग 132 कि.वो. डी/सी लाइन</li> </ul>
पालमानेरी (480 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पालामनेरी 400 कि.वो. डी/सी पर लोहारी नागपाला-टेहरी पोलिंग प्वाइंट के एक सर्किट का लिलो</li> </ul>
	<b>निजी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ</b>
<b>सामान्य परियोजना</b>	<b>संचारण स्कीम/प्रस्ताव</b>
<b>हि.प्र.</b>	
अलेन धूनगन (192 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>अलेन धूनगन-पर्वती पुलिंग स्टेशन 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>पर्वती पुलिंग स्टेशन से आगे, पर्वती-II प्रणाली द्वारा निष्क्रमण</li> </ul>
करचम वांगटू (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>करचम वांगटू पर बासपा-नाथपा झाखरी डी/सी लाइन का लिलो</li> <li>करचम वांगटू-अबुल्लापुर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>अबुल्लापुर से आगे संचारण प्रणाली को विकसित किया जाना है</li> </ul>
धामवाड़ी सोंडा (70 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>धामवाड़ी सोंडा - मालीआना 2x एस/सी+डी/सी</li> </ul>
सवारा कुइंडू (110 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात नहीं किए गए हैं
<b>पंजाब</b>	
गोईदवाल साहिब (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>गोईदवाल-ताथासाहिब 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>गोईदवाल-तरणतारण 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>गोईदवाल साहिब 220 कि.वो. 2xडी/सी पर जमशेर-वेरपल डी/सी का लिलो</li> <li>गोईदवाल 220/132 कि.वो. 100 एमवीए एस/एस</li> </ul>
<b>उत्तरांचल</b>	
विष्णुप्रयाग (400 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात नहीं किए गए हैं

**पश्चिमी क्षेत्र के राज्य**

	<b>राज्य क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ</b>
<b>सामान्य परियोजना</b>	<b>संचारण स्कीम/प्रस्ताव</b>
<b>गुजरात</b>	
उत्तरन सीसीजीटी (350 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>उत्तरन-कोसामाबा 220 कि.वो. 2xडी/सी</li> </ul>

पागूथन (350+700 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पागूथन-कासोर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>पागूथन-फिदरा 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>फिदरा 400 कि.वो. एस/एस से नीचे प्रणाली को सुदृढ़ बनाने के लिए गितको द्वारा अभी अभिज्ञात करना है</li> </ul>
सिक्का प्रतिस्थापन विस्तार (500 मेगावाट)	संचारण प्रणाली को अभी अभिज्ञात करना है
सूरत लिग्नाईट विस्तार (250 मेगावाट)	संचारण प्रणाली को अभी अभिज्ञात करना है
<b>म.प्र. तथा गुजरात</b>	
मालवा (1000 मेगावाट)	संचारण प्रणाली को अभी अभिज्ञात किया जाना है
<b>महाराष्ट्र</b>	
पार्ली विस्तारण चरण-II (250 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पार्ली विस्तारण 220 कि.वो. 2xडी/सी पर पार्ली-बीड डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो</li> <li>पार्ली विस्तारण 220 कि.वो. डी/सी पर नानदेड़-गीरवाली का लिलो</li> </ul>
पारस विस्तारण यू-II (250 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पारस विस्तारण 220 कि.वो. 2xडी/सी पर अकोला-चिकली डी/सी लाइन के दोनों सर्किटों का लिलो</li> <li>पारस विस्तारण-अकोला 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
कापर खेड़ा विस्तारण (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>खापेरखेड़ा 400 कि.वो. डी/सी पर चंद्रपुर-कोराडी एस/सी लाइन का लिलो</li> <li>खापेरखेड़ा 400/220 कि.वो. 1x315 एमवीए एस/एस</li> <li>खापेरखेड़ा II - खापेरखेड़ा 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
<b>छत्तीसगढ़</b>	
कोरबा पश्चिमी विस्तारण (600 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>कोरबा (प)-भिलाई (खेड़ामारा) डी/सी कोरबा (प)-भिलाई (खेड़ामारा) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>भिलाई (खेड़ामारा)-राजनंदगढ़ 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>भिलाई (खेड़ामारा)-बेमातारा 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>राजनंदगाँव 220/132 कि.वो. 1x160 एमवीए एस/एस</li> </ul>
मारवा (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>मारवा-रायपुर (नया) 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>मारवा 400 कि.वो. डी/सी पर कोरबा-खेड़ामारा एस/सी का लिलो</li> <li>मारवा 400/220 कि.वो. 1x315 एमवीए एस/एस</li> <li>रायपुर (नया) 400/220 1x315 एमवीए एस/एस</li> <li>महासमुन्द-गुरुर 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>रायपुर (नया)-दोमा 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>रायपुर (नया)-सिलतारा 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>रायपुर (नया)-ऊर्ला 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>रायपुर (नया)-महासमुन्द 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>मारवा-मोपका 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>दोमा 220/132 कि.वो. 1×160 एमवीए एस/एस</li> <li>दोमा (220 कि.वो.)-काचना 132 कि.वो. डी/सी</li> <li>दोमा (220 कि.वो.)-कुरुद 132 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
मटनार (60 मेगावाट)		<ul style="list-style-type: none"> <li>132 कि.वो. स्तर पर निष्क्रमण</li> </ul>
बोधघाट (500 मेगावाट)		<ul style="list-style-type: none"> <li>बोधघाट (बरसूर)-खेड़ामारा 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
आईजीटीपीपी भेयाथान (1320 मेगावाट)		<ul style="list-style-type: none"> <li>भेयाथान-बिलासपुर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>बिलासपुर-रायपुर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>भेयाथान-बिश्रामपुर 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>बिलासपुर-मोपका 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>भेयाथान-पेण्डारोड-बैकुण्ठपुर 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>मोपका-मुन्गोली 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>भेयाथान 400/220 कि.वो. 1×315 एमवीए एस/एस</li> <li>बिलासपुर 400/220 कि.वो. 1×315 एमवीए एस/एस</li> <li>मुन्गोली 220/132 कि.वो. 1×160 एमवीए एस/एस</li> <li>बैकुण्ठपुर 220/132 कि.वो. 1×160 एमवीए एस/एस</li> <li>मुन्गोली (220 कि.वो.)-मुन्गोली 132 कि.वो. डी/सी</li> <li>बैकुण्ठपुर (220 कि.वो.)-बैकुण्ठपुर 132 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
		<u>निजी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ</u>
<u>गुजरात</u>		
अखाखोल-पगुथान (730 मेगावाट)		<ul style="list-style-type: none"> <li>अखाखोल पर कावास-गंधार 400 कि.वो. डी/सी का लिलो</li> <li>अखाखोल-देहगाम 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
ईसास-हजीरा विस्तार (1460 मेगावाट)		संचारण प्रणाली अभी अभिज्ञात की जानी है
भावनगर (निरमा जेवी) (250 मेगावाट)		संचारण प्रणाली अभी अभिज्ञात की जानी है
<u>महाराष्ट्र</u>		
विले-टाटा (1000 मेगावाट)		संचारण प्रणाली अभी अभिज्ञात की जानी है
<u>छत्तीसगढ़</u>		
रायगढ़ (750 मेगावाट)		संचारण प्रणाली अभी अभिज्ञात की जानी है
पठड़ी ता.वि.के. लानको (1200 मेगावाट)		संचारण प्रणाली अभी अभिज्ञात की जानी है

मध्य प्रदेश	
महेश्वर (400 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>महेश्वर-पीथमपुरा 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>महेश्वर-राजगढ़ 220 कि.वो. डी/सी</li> <li>महेश्वर-जुलवानिया 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>

## दक्षिण क्षेत्र के राज्य

	राज्य क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ
सामान्य परियोजना	संचारण स्कीम/प्रस्ताव
आंध्र प्रदेश	
विजयवाड़ा ता.वि.पा. (660 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>वीटीपीएस-येदुमैलाराम 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>वीटीपीएस-नरासाराओपेटा 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>ताड़ी कोन्डा-नरासाराओपेटा 400 कि.वो. एस/सी</li> <li>वीटीपीएस स्विचयार्ड पर 1×315 एमवीए, 400/220 कि.वो. का हस्तांतरण</li> </ul>
जौराला प्रिया (195 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>जौराला ज.वि.प.-महबूबनगर 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
एन सागर ता.वि. बाँध पर्याप्त (50 मेगावाट)	विद्यमान प्रणाली
कर्नाटक	
बीदादी (1400 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात किया जाना है
नार्गार्जुन ता.वि.प. (1015 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>नार्गार्जुन ता.वि.प.-हासन 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>हासन-बीदादी 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>हासन 400 कि.वो. डी/सी पर तालागुप्पा नीलामंगला द्वितीय सर्किट का लिलो</li> </ul>
रायचूर यू-8 (210 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पर्याप्त विद्यमान प्रणाली</li> </ul>
बिलारी विस्तार (500 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात किया जाना है
गुंडीया विस्तार (300 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात किया जाना है
केरल	
अडीरापल्ली (163 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात किया जाना है
तमिलनाडु	
भवानी कथलाई यू 2 (60 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पर्याप्त विद्यमान प्रणाली</li> </ul>
	निजी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ

सामान्य परियोजना	संचारण स्कीम/प्रस्ताव
आंध्र प्रदेश	
भोपालमल्ली (500 मेगावाट)	अभी अभिज्ञात किया जाना है

## पूर्वी क्षेत्र के राज्य

	राज्य क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ
सामान्य परियोजना	संचारण स्कीम/प्रस्ताव
पश्चिम बंगाल	
पुरुलिया पीएसएस (225-675 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पुरुलिया-बिधाननगर 400 कि.वो. डी/सी</li> <li>पुरुलिया-अरामबाग 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
सागरदिघी-II (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>सागरदिघी ता.वि.के. पर फरक्का-जीरत-सुभाषग्राम 400 कि.वो. का एस/सी का लिलो</li> <li>सागरदिघी ता.वि.के.-दुर्गापुर 400 कि.वो. एस/सी</li> </ul>
बकरेश्वर यू 5 (210 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>विद्यमान 400 कि.वो. तथा 220 कि.वो. संचारण प्रणाली पर्याप्त होंगी</li> </ul>
डीपीएल ता.वि.के (500 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>डीपीएल-दुर्गापुर 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
बकरेश्वर यू 6 (210 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>बकरेश्वर-जगतबल्लवपुर 400 कि.वो. एस/सी</li> <li>जगतबल्लवपुर 400/220 कि.वो. 2×315 एमवीए एस/एस</li> <li>जगतबल्लवपुर-दोमजूर 220 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
कटवा ता.वि.प. (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>कटवा-मैथोन 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>
झारखंड	
तेनुघाट विस्तार (630 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>तेनुघाट ता.वि.के. - राँची 400 कि.वो. डी/सी-200 सीकेएमएस</li> <li>विद्यमान तेनुघाट ता.वि.के.-बिहारशरीफ 400 कि.वो. एस/सी लाइन 400 कि.वो. पर चार्ज की जाएगी</li> </ul>
	निर्जी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ
उड़ीसा	
आईबी चरण-II यू 5 एवं 6 (2×250 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>आईबी ता.वि.के.-मिरामुंडली 400 कि.वो. डी/सी-400 कि.वो. प्रचालन। (चरण-I के तहत इस लाइन को आरंभ में 220 कि.वो. पर परिचालित किया जाना है। यह लाइन निर्माधाधीन है)</li> </ul>
जोरडा न्यूलपोई, सीईएससी (500 मेगावाट)	जोरडा न्यूलपो-आईबी ता.वि.के. 400 कि.वो. डी/सी
ओरंगा ता.वि.प., टाटा पावर (1000 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>ओरंगा ता.वि.प.-मैथोन (पीजी) 400 कि.वो. डी/सी</li> </ul>



<b>पश्चिम बंगाल</b>	
बज-बज विस्तार प.ब.+सीईएससी जेवी (250 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पर्याप्त विद्यमान प्रणाली</li> </ul>

**उत्तर-पूर्वी क्षेत्र के राज्य**

	<b>राज्य क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ</b>
<b>सामान्य परियोजना</b>	<b>संचारण स्कीम/प्रस्ताव</b>
<b>असम</b>	
लकवा डब्ल्यू.एच. (38 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>पर्याप्त विद्यमान प्रणाली</li> </ul>
<b>मेघालय</b>	
मिन्टडू चरण-I (84 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>मिन्टडू-खलिहरिआत 132 कि.वो. डी/सी लाइन</li> </ul>
	<b>निजी क्षेत्र उत्पादन परियोजनाएँ</b>
<b>त्रिपुरा</b>	
त्रिपुरा गैस ओएनजीसी (1050 मेगावाट)	<ul style="list-style-type: none"> <li>त्रिपुरा गैस-सिल्वर 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>सिल्वर-बोंगइगाँव 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>बोंगइगाँव-सिलीगड़ी 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>पुरनिया-बिहारशरीफ 400 कि.वो. डी/सी चतुष्क</li> <li>त्रिपुरा-गैस 400/132 कि.वो. स्वीचयार्ड तथा ग्रिड तक 132 कि.वो. लाइन</li> <li>सिल्वर 400/132 कि.वो. एस/एस तथा ग्रिड तक 132 कि.वो. लाइनें</li> </ul>

## अध्याय-8

**प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण पर  
सुझावों और टिप्पणियों पर प्रतिक्रिया**

इस अध्याय में हमने प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण पर प्राप्त टिप्पणियों और सुझावों तथा उन पर अपनी प्रतिक्रिया को शामिल किया है। टिप्पणियां एवं सुझाव निम्नलिखित संगठनों एवं व्यक्तियों से प्राप्त हुए थे :

- असम विद्युत नियामक आयोग
- त्रिपुरा विद्युत नियामक आयोग
- केरल राज्य विद्युत नियामक आयोग
- असम सरकार- विद्युत विभाग
- असम राज्य विद्युत बोर्ड
- मेघालय राज्य विद्युत बोर्ड
- त्रिपुरा राज्य विद्युत कारपोरेशन लि.
- दामोदर घाटी निगम
- बिहार राज्य विद्युत बोर्ड
- हि.प्र. राज्य विद्युत बोर्ड
- उत्तरांचल विद्युत संचारण निगम लि.
- राजस्थान राज्य विद्युत प्रसारण निगम लि.
- गुजरात ऊर्जा संचारण निगम लि.
- छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत बोर्ड
- आंध्र प्रदेश संचारण निगम लि. (एपीट्रांसको)
- कर्नाटक विद्युत संचारण निगम लि.
- भारतीय विद्युत ग्रिड निगम लि.
- राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम लि.
- भारतीय नाभिकीय विद्युत निगम लि.
- पूर्वोत्तर विद्युत पावर निगम लि.
- मि.ए. राजाराव बंगलौर
- रिलाएंस ऊर्जा लि.
- पीटीसी इंडिया लि.

ये टिप्पणियां आयोजना दर्शन के मुद्दों पर, मानदंड एवं मुद्दा विनिर्दिष्ट मामलों पर तथा उत्पादन कार्यक्रम एवं संचारण कार्यक्रम के ब्यौरों पर भी थीं। उत्पादन कार्यक्रम/योजनाओं पर टिप्पणियों के संदर्भ में हमने कार्यक्रम को राष्ट्रीय विद्युत योजना-उत्पादन के अनुसार अंगीकार किया है। संचारण कार्यक्रम, विशेषकर 10 वीं योजना में इंगित विसंगतियों के संदर्भ में रा.वि.योजना के अनुसार इनमें विस्तार से विभिन्नताएं थीं- संगठनों के संचारण प्रतिक्रिया पत्रों और योजनाओं की प्रगति की निगरानी के संबंध में उनके द्वारा के.वि.प्रा. को प्रस्तुत आंकड़ों में। संगठनों द्वारा के.वि.प्रा. के पावर सिस्टम परियोजना निगरानी प्रभाग को, जो इस उद्देश्य के लिए के.वि.प्रा. में नोडल प्रभाग है, प्रस्तुत आंकड़ों के आधार पर हमने अद्यतन किया है। अध्ययनों को अद्यतन करते समय अध्ययनों पर प्रेक्षाओं को भी ध्यान में रखा गया है।

आयोजना-दर्शन, मानदण्ड तथा मुद्दा विनिर्दिष्ट मामलों में संबंधित कुछ टिप्पणियों एवं उन पर हमारी टिप्पणियों पर नीचे चर्चा की गई है। इसमें उन टिप्पणियों के अंशों को बाहर रखा गया है जिन्हें संचारण योजना के विषय क्षेत्र से बाहर का समझा गया।

### असम राज्य विद्युत विनियामक आयोग

संदर्भ: सचिव (एईआरसी) से एईआरसी का पत्रांक एईआरसी/170/2005/98 दिनांक 05-10-2005

1. आयोग उन अनुमानों से सहमत नहीं है जिसके आधार पर पूर्वोत्तर क्षेत्र के लोड को 16वीं विद्युत पावर सर्वे में इंगित लोड से कम दर्शाया गया है। यह विचार किया गया कि इस संबंध में निम्नलिखित कारकों को गंभीरता से लिया जाए

जो कारक निश्चित रूप से किसी निम्नतर मांग के लिए जिम्मेदार हैं जो अब तक एक वास्तविकता बन चुकी होती, वह है पर्याप्त संचारण नेटवर्क का अभाव....

जैसा कि योजना प्रलेख में दर्शाया गया है, 9वीं योजना में प्रमुख निवेश पूर्वोत्तर क्षेत्र और पूर्वी क्षेत्र के बीच अंतर-क्षेत्रीय संपर्क निर्मित करने के लिए किया जाना था, जिसकी क्षमता 1250 मे.वा निर्मित की गयी जो कि इस क्षेत्र की कुल केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन क्षमता के लगभग बराबर है। क्षेत्रीय घटकों को पर्याप्त रूप से संयोजित करने की सुविधा देने हेतु कोई महत्वपूर्ण निवेश नहीं किया गया। 10वीं योजना अवधि में इस क्षेत्र के अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली में कोई निवेश नहीं किया गया जिससे ऐसी स्थिति उत्पन्न हुई कि अधिकांश राज्य उन्हें आबंटित कुल विद्युत को आहरित करने की स्थिति में नहीं हैं।

विशेषकर यदि असम की बात करें, तो पीजीसीआईएल द्वारा कोई नया निवेश करने और संचारण लाइनें निर्मित करने के अभाव के अतिरिक्त तत्कालीन एएसईबी द्वारा राज्य की संचारण क्षमता बढ़ाने हेतु पर्याप्त निवेश करने की अयोग्यता भी रही है। फिर भी, स्थिति बदल कर बेहतर हो रही है और यह आशा है कि एशियन विकास बैंक (एडीबी) के पैकेज के कार्यान्वयन से नए असम पावर ग्रिड कारपोरेशन लि. द्वारा 409 करोड़ रु० का निवेश करके कई नई संचारण लाइनें स्थापित करने, मौजूदा लाइनों को सुदृढ़ करने/बदलने/क्षमता बढ़ाने, नए उप-केन्द्रों का निर्माण करने और मौजूदा उप-केन्द्रों की क्षमता बढ़ाने से 12 से 18 महीनों में यह स्थिति पर्याप्त रूप से बदल जाएगी।

एडीबी पैकेज के तहत संचारण में निवेश से एपीडीआरपी के निर्माणों के कार्यान्वयन के आरंभ होने से जो पिछले साल तक असंतोषजनक रहे थे, लेकिन पिछले 12 महीनों में तेज हो गए हैं, दूरगामी सुधार होने जा रहे हैं। असम की राजधानी गुवाहाटी में मांग तेजी से बढ़ रही है।

ये बाधाएं एक बार दूर हो जाएं तो इसमें संदेह नहीं कि गुवाहाटी शहर के विकास को ध्यान से देखने पर किसी को भी यह दिखाई देगा कि मांग तेजी से बढ़ेगी।

पैरा 2.2 (9).....पूर्वोत्तर से विद्युत के निष्क्रमण के लिए सभी गणनाओं हेतु इस क्षेत्र के राज्यों के साथ ध्यानपूर्वक गहराई में जाना होगा और पर्याप्त उच्च स्तर पर चर्चा के बाद ही अंतिम रूप देना होगा।

**प्रतिक्रिया**

विद्युत का पूर्वोत्तर क्षेत्र से बाहर निर्यात के लिए संचारण जरूरतों के निर्धारण के लिए स्थानीय मांग में निम्न वृद्धि की संभावना को खारिज नहीं किया जा सकता अन्यथा वहां विद्युत के अप्रयुक्त रह जाने का खतरा बढ़ जाएगा। स्थानीय लोड की वृद्धि को तीव्र करने हेतु प्रयासों को ध्यान में रखते हुए, पूर्वोत्तर के लोड प्रोजेक्शन को दुबारा तैयार किया गया है। वर्ष 2005-06 के लिए 1500 मे.वा. के निर्बाध मांग पर 10% की वृद्धि (वास्तविक उच्च मांग जो पूरी की गई, 1200 मे.वा. थी) लगाते हुए 2011-12 तक संशोधित प्रोजेक्शन को 2660 मे.वा. माना गया है।

पूर्वोत्तर क्षेत्र में क्षेत्रीय और राज्यों की संचारण प्रणाली के सुदृढीकरण के निर्धारण के लिए 16वीं ईपीएस के अनुसार या त्वरण वृद्धि के मूल्यांकन के आधार पर 2790 मे.वा. का उच्चतर प्रोजेक्शन अंगीकार करना होगा।

2. पैरा 2.12 (ग), बुलेट प्वाइंट 3 : यह स्वागत योग्य है कि लाभार्थियों के साथ पहले अनुबंध किए जाने की शर्त छोड़ी जा रही है। सहगामी आवश्यकता यह है कि किसी लाइन के निर्माण की समस्त लागत की वसूली क्षेत्रीय आधार पर न की जाए, लागत वसूली को पूरे देश में वितरित किया जाना चाहिए। यह विशेषकर पूर्वोत्तर क्षेत्र में बहुत संगत है जिसे पीजीसीआईएल द्वारा किए जा रहे निवेश की वसूली ही असहनीय लग रही है। यह ज्ञात नहीं है कि पूर्वोत्तर क्षेत्र और पूर्वी क्षेत्र के बीच 400 के.वी के अंतर-क्षेत्रीय संचारण लाइन के निर्माण के कारण पूर्वोत्तर क्षेत्र के लिए पीजीसीआईएल का संचारण प्रभार इस सीमा तक अत्यधिक क्यों है। इस लाइन पर वर्तमान लोड को देखते हुए यह तर्क दिया जा सकता है कि जब इसका निर्माण किया गया उस समय इस लाइन की जरूरत नहीं थी। आर्थिक कारणों से जहां निवेश को बाद के बजाय पहले करने को उपयुक्त समझा गया, वहीं पूरी लागत को इसी क्षेत्र पर लाद देना अनुचित और अन्यायपूर्ण बोझ है। इसके कारण एईआरसी द्वारा उपभोक्ताओं पर न्यायोचित से अधिक ऊंचा प्रभार थोपा जा रहा है। विशेषकर इस मामले में इस प्रथा को बंद किया जाना चाहिए और भविष्य में ऐसी प्रथाओं को टालना चाहिए।

पैरा 2.2 : (1) : “सभी के लिए वहनीय मूल्यों पर बिजली” का उद्देश्य पूरा करने के लिए यह सुनिश्चित करना होगा कि लागत वसूली और इक्विटी पर प्रतिलाभ सीटीयू के मुख्य दिशा-निर्देश न हों, अन्यथा अधिक पिछड़े राज्य परिणामी टैरिफ का पोषण करने में सक्षम नहीं होंगे और यह लक्ष्य पूरा करने में समर्थ नहीं होंगे।

पैरा 2.2 (1) : यह सही है कि उत्पादन संसाधनों के असमान वितरण को ध्यान में रखे बिना समान स्तर की विद्युत प्रणाली विकसित की जानी चाहिए, लेकिन इसके लिए उपयुक्त शर्तों पर वित्त-पोषण तक पहुंच की जरूरत पर ध्यान दिए जाने की जरूरत है जिससे वितरण प्रणाली पर और परिणामस्वरूप उपभोक्ताओं पर भार इतना न हो जाए कि उन्हें टैरिफ का आघात लगे।

पैरा 2.2 (19) से (23) : विशेषकर पूर्वोत्तर के पिछड़े राज्यों के लिए इन वांछनीय लक्ष्यों को पूरा करने के लिए समुचित निधियां दी जानी चाहिए जिससे यह सुनिश्चित हो सके कि ये लक्ष्य कागजों पर ही न रह जाएं।

पैरा 3.5 : किसी विकास योजना के ईष्टतम विकास के लिए ऊपर से नीचे नियोजन की, जो विकेंद्रीकृत नियोजन की उभरती प्रवृत्ति के विरुद्ध है, जरूरत नहीं है बल्कि राष्ट्रीय लक्ष्यों को पूरा करते हुए सशक्त क्षेत्रीय और राज्य विनिर्दिष्ट नियोजन के साथ राष्ट्रीय दृष्टिकोण की जरूरत है जिसमें स्थानीय जरूरतों का ध्यान रखा जाए।

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>टैरिफ की डिजाइन करने में टैरिफ का स्तर कम रखने की जरूरत के साथ-साथ समुचित प्रतिलाभ के बीच संतुलन बनाने की जरूरत है जिससे संचारण प्रणाली के लिए वांछित निवेश सुनिश्चित किया जा सके ।</p> <p>यदि संचारण में निवेश पर प्रतिलाभ सुनिश्चित नहीं किया जाएगा तो विकास का वित्तपोषण किसी अन्य लेवी या उपकर या बजटीय अनुदान अथवा ऐसे ही अन्य तरीकों से करने की जरूरत होगी । इस प्रकार के वित्तपोषण की संपोषणीयता पर अखिल भारतीय आधार पर विचार करने की जरूरत होगी । यह केन्द्र सरकार एवं राज्य सरकारों द्वारा विचारणीय नीतिगत मुद्दा है ।</p> <p>स्थानीय जरूरतों को पूरा करने के लिए राज्यों को योजना बनाना और संचारण प्रणाली का कार्यान्वयन करना होता है । क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली के विकास से मिलान करके यह कार्य किया जाना चाहिए ।</p> <p>जहां राज्य क्षेत्र की योजनाओं के वित्तपोषण की मौलिक जिम्मेदारी राज्यों की है, वहीं अभी विकसित किये जाने वाले राज्यों को केन्द्र सरकार द्वारा वित्त-पोषण सहायता की जरूरत भी मान्यताप्राप्त है ।</p>
3.	<p><b>पैरा 2.1.2(घ) :</b> यह सुनिश्चित करने के लिए कि लोड डिस्पैच सुविधाओं के मामले में प्रौद्योगिकी उन्नयनों के साथ मेल खाती सुविधाएं राज्य स्तर पर उपलब्ध कराई जाएं, राज्य विद्युत विनियामक आयोगों की क्षमता, उपलब्ध कराई गयी निवेश राशि के संसाधनों से सीमित रहेगी, जिस पर ईआरसी का शायद ही कोई प्रभाव होता है । अतः यह जिम्मेदारी ईआरसी पर डालना उचित नहीं होगा ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राज्यों में विद्युत टैरिफ का अनुमोदन करते समय, ईआरसी राज्य संचारण संगठनों की राजस्व जरूरतों को देखती हैं । इसमें विभिन्न विकास क्षेत्रों में उनकी निवेश योजना शामिल हैं । राज्य के लक्ष्यों को पूरा करने के लिए इन्हें प्राथमिकता दी जा सकती है ।</p>
4.	<p><b>पैरा 2.1.3 (ड) :</b> यह सत्य है कि बहुलताओं के साथ पर्याप्त लाभ का प्रावधान किया जाना चाहिए । फिर भी, परिणामस्वरूप वांछित निवेश का स्तर ऊपर जाने की संभावना होती है । ऐसी ऊंची लागतों की वसूली के लिए दीर्घकालीन लागत वसूली फार्मूला या कोई अन्य तरीका निकालना होगा क्योंकि वसूली यदि सामान्य आधार पर की गयी तो राज्य वितरण प्रणाली पर बहुत बड़ा भार होगा और परिणामी टैरिफ मौजूदा बिक्री की दर से उच्च स्तर पर निर्धारित करना पड़ेगा जिससे लोगों को टैरिफ का आघात लगेगा ।</p> <p><b>पैरा 2.2 (8) :</b> यह देखने के लिए कि जहां समुचित समझा जाए, संचारण लाइनें उच्च क्षमता की बनायी जाएं और उसे कम क्षमता पर प्रभारित किया जाए, समानता सुनिश्चित करने के लिए लागत वसूली को भी समुचित रूप से तैयार किया जाए ।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>संचारण योजना बनाने में लाभों/बहुलताओं और लागत के बीच संतुलन बनाने का प्रयास किया गया है ।</p>
5.	<p><b>पैरा 2.1 (2) :</b> जहां यह सही है कि पूर्वोत्तर में जल विद्युत क्षमता का ईष्टतम उपयोग करने के लिए पर्याप्त संचारण क्षमता निर्मित करने की जरूरत है, तथ्य यह है कि यह क्षमता मौसमी है और डिजाइन ऊर्जा के परिप्रेक्ष्य में उच्च क्षमता के निर्माण के बावजूद जब तक कि भण्डारण प्रकार की परियोजनाएं शुरू नहीं की जातीं, शुष्क मौसम में यह असम की मौजूदा आवश्यकताओं को पूरा करने में भी सक्षम नहीं है । इस बात का समुचित ध्यान रखे जाने की जरूरत है ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं । भंडारण प्रकार की जल परियोजनाओं के महत्व को अतिरंजित नहीं किया जा सकता । भण्डारण प्रकार की और अधिक जल परियोजनाओं की तत्काल जरूरत है ।</p>
6.	<p><b>2.2 (12) :</b> क्षेत्रीय ग्रिडों का समग्र विकास प्राथमिक लक्ष्य होना चाहिए जिसे सर्वोच्च प्राथमिकता देकर पूरा किया जाना चाहिए जिससे यह सुनिश्चित किया जा सके कि अंतर-क्षेत्रीय/राष्ट्रीय ग्रिडों को शुरू किया जाए/और विस्तार किया जाए, क्षेत्रीय जरूरतों की पूर्णतः पूर्ति हो सके ।</p> <p><b>पैरा 2.2 (13) :</b> इस संबंध में, पूर्वोत्तर के लिए एक संपूर्ण क्षेत्रीय ग्रिड के अभाव के कारण, असम की स्थिति दयनीय है । विनिर्दिष्ट उदाहरण यह है कि असम के पड़ोसी राज्य मेघालय में, जहां मांग 300 मे.वा. से अधिक या इसके आसपास होती है, 400 के.वी. लाइन वाली क्षेत्रीय ग्रिड के अभाव में इसे असम के संचारण प्रणाली से सर्व किया जाता है । अतः जहां यह तर्क दिया जा सकता है कि असम को बालीपारा, मीसा और बोंगईगांव के 400 के.वी. के उपकेन्द्रों की सेवाएं मिलती हैं, वास्तव में क्षेत्रीय ग्रिड के अभाव में असम की प्रणाली पर पड़ने वाले सभी भारों पर ध्यान दिए जाने की जरूरत है और इस क्षेत्र में 400 के.वी. के और उप-केन्द्रों की स्पष्ट जरूरत है ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>तकनीकी विचारों से जब और ज्योंही जरूरत देखी जाएगी, असम में 400 के.वी. के अतिरिक्त उप-केन्द्रों पर विचार किया जा सकता है और इस जरूरत को प्रणाली सुदृढीकरण योजना के रूप में पूरा किया जा सकता है ।</p>
7.	<p><b>पैरा 2.2 (18) :</b> निजी क्षेत्र की भागीदारी, जहां आवश्यक और स्वागत योग्य हो, एक पूर्णतः पारदर्शी प्रक्रिया के अनुसार होनी चाहिए जिससे अभी तक प्रकाश में आए विद्युत क्षेत्र के निजीकरण से बचा जा सके ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं ।</p>

8.	<p><b>पैरा 2.2 (24) :</b> यह सुझाया गया है कि इस पैरा में दिए गए सबसे महत्वपूर्ण कथन का पूरा निहितार्थ यह है, जो लगभग उस निदेश की सीमा पर है कि विनियामक आयोग क्या टैरिफ निर्धारित करे, सीईआरसी और सभी ईआरसी के परामर्श से किया जाए। दूसरे, यह कि क्या “विद्युत के प्रवाह की दिशा” सिद्धांत का पीजीसीआईएल द्वारा क्षेत्र में प्रभारित किए जा रहे अत्यधिक संचारण टैरिफ का निर्धारण करने में किया जा रहा है, बहुत महत्वपूर्ण प्रश्न है जिस पर गहराई से ध्यान दिया जाना है। इस क्षेत्र की पूर्णतः सेवा किए बिना पीजीसीआईएल के संस्थापन जिस सीमा तक इस क्षेत्र से विद्युत ले जाने को तैयार हैं, इस क्षेत्र पर देश में सर्वोच्च संचारण टैरिफ नहीं थोपना चाहिए जो इस समय महसूस किया जा रहा है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>प्रवाह की दिशा सिद्धांत मूलतः राष्ट्रीय आधार पर सभी लाभार्थियों में संचारण प्रभारों का आबंटन निर्धारित करने के लिए है। इस प्रस्ताव का पीजीसीआईएल द्वारा प्रभारित कुल संचारण टैरिफ पर कोई प्रभाव नहीं है। यह सभी क्षेत्रीय और अंतर-क्षेत्रीय संचारण प्रणालियों के संचारण प्रभारों को पूल करने और संचारण नेटवर्क के माध्यम से उनके विद्युत अंतरण का दूरी और विद्युत प्रवाह की दिशा के आधार पर लाभार्थियों में बंटवारा करने के लिए है। यह न सिर्फ पूर्वोत्तर क्षेत्र में संचारण टैरिफ कम करने में सहायक होगा, बल्कि सामीप्य का लाभ उत्पादन संसाधनों को भी जाएगा।</p>
9.	<p><b>पैरा 2.2 (4) :</b> समान भागीदारी के आधार पर एसटीयू और सीटीयू के समन्वय को गतिशील बनाने की जरूरत है।</p> <p><b>पैरा 2.3.1 :</b> राज्य की कुल जरूरतों और संभावित जरूरतों का राज्य के साथ मिलकर ध्यान से मूल्यांकन करके किसी अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली की योजना बनायी जानी चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं। राज्य के संगठनों के घनिष्ठ सहयोग से क्षेत्रीय संचारण नियोजन पहले से ही किया जा रहा है।</p>
10.	<p><b>पैरा 2.3.2 :</b> देशव्यापी स्तर पर संसाधनों को ईष्टतम करने से पहले राज्य स्तर पर ईष्टतम करना होगा जिसमें राज्य की जरूरतों के साथ संभावनाओं पर पूरा ध्यान दिया जाए। राष्ट्रीय ईष्टतम का लक्ष्य जो एक दिशा वाली हैं, पूर्वोत्तर के पिछड़े राज्यों को और पिछड़ा बना देगा।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पूरे देश में संचारण प्रणाली के विकास का लक्ष्य प्राप्त करने के लिए जिससे सभी क्षेत्रों में समान स्तर की विद्युत प्रणाली हो (पैरा 2.2 का विकास लक्ष्य (1)), कम विकसित क्षेत्रों के लिए विनिर्दिष्ट योजनाएं बनाने की जरूरत होगी।</p>
11.	<p><b>पैरा 3.4 :</b> पूर्वोत्तर के संसाधनों को अखिल भारतीय आधार पर प्रगामी रूप से सुसज्जित करने पर कोई आपत्ति नहीं है, बशर्ते पहले क्षेत्र की जरूरतों को सुना जाए और उस पर ध्यान दिया जाए।</p>



	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं ।</p>
--	--

<p><b>त्रिपुरा राज्य विनियामक आयोग</b></p>	
<p><b>संदर्भ : सचिव (टीईआरसी) से टीईआरसी का दिनांक 24.10.2005 का पत्रांक 24/टीईआरसी/04/937</b></p>	
<p>1.</p>	<p>नेट पर साफ्ट कापी देखने से यह जानकर बहुत आश्चर्य हुआ कि पूर्वोत्तर विद्युत संगठनों या विद्युत विनियामक आयोग से परामर्श नहीं लिया गया । संचारण नियोजन एवं निगरानी समिति ने, समझा जाता है कि 11वीं और 12वीं योजना के लिए नियोजित उत्पादन क्षमता को रिक्त करने के लिए मौजूदा उत्पादन भार, अंतःराज्य संचारण और वांछित संचारण योजना की वास्तविक स्थिति पर विचार नहीं किया है ।</p> <p>यह सत्य है कि विगत में विभिन्न कारणों से या समुचित केन्द्रीय निगरानी एवं समन्वय के अभाव में पूर्वोत्तर के राज्य अपनी संचारण और उप-संचारण प्रणाली नहीं बना सके ।</p> <p>राष्ट्रीय विद्युत नीति के एजेंडा और 2012 तक सभी के लिए बिजली के लक्ष्य के अनुसार, भविष्य के लिए समुचित योजना बनाने और उसकी कड़ाई से निगरानी करने के लिए, मौजूदा स्थिति के आकलन के लिए पूर्वोत्तर राज्यों से विचार-विमर्श किए जाने की जरूरत है । यह समझा जाता है कि त्रिपुरा अपना 129 मे.वा. का कुल केन्द्रीय क्षेत्र हिस्सा आहरित करने में असमर्थ है यद्यपि यह वार्षिक रूप से अपना निर्धारित प्रभार अदा करता है ।</p> <p>उपर्युक्त पर विशेष विचार करके निपटाया जाना चाहिए ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>टिप्पणियों और सुझावों के लिए योजना प्रलेख के प्रारूप को बेवसाइट पर डाला गया तथा क्षेत्रीय विचार-विमर्श भी किया गया था । प्राप्त सुझावों पर विचार करके योजना प्रलेख को अद्यतन किया गया है ।</p>

<b>केरल राज्य विद्युत विनियामक आयोग</b>	
<b>संदर्भ : सचिव (केएसईआरसी) से प्राप्त केएसईआरसी का दिनांक 10.10.2005 का पत्रांक केएसईआरसी/राष्ट्रीय विद्युत योजना/2005/1196</b>	
1.	अब संगठन केवल उत्पादन लागत आधार पर मेरिट आर्डर खरीद कर रहे हैं। इस मामले में, संचारण क्षति, जो अंतःसंयोजित प्रणाली में विभिन्न लाइनों से विद्युत के गुजरने के कारण होती है उस पर विचार नहीं किया जाता। यदि कुछ उत्पादन केन्द्र विशेष से बिजली उपलब्ध होती है तो कुछ लाइनें ओवरल लोडेड हो सकती हैं जबकि कुछ अधो-उपयोगित हो सकती हैं। अतः एसएलडीसी द्वारा मेरिट आर्डर निर्धारित करते समय संचारण क्षति पर भी विचार किया जाना चाहिए। इस पहलू पर कृपया विचार किया जाए।
	<b>प्रतिक्रिया</b>  खरीद लागत में क्षति अंतर के निहितार्थ को प्रदर्शित करने के लिए संचारण टैरिफ डिजाइन की प्रचालनात्मक क्षति गणना के तरीके को बदलने की जरूरत है।
2.	उपलब्ध सूचनाओं के अनुसार कुडानकुलम नाभिकीय विद्युत केन्द्र के 2007 तक पूरा हो जाने की आशा है। यह नोट किया गया है कि राष्ट्रीय नीति के अध्याय 6 के अनुसार दक्षिण क्षेत्र के अंतर्गत कुडानकुलम निष्क्रमण प्रणाली को केवल XI वीं योजना में (2007-12) शामिल किया गया है। यदि कुडानकुल संयंत्र समय से चालू होता है तो 2000 मे.वा. की परियोजना के लिए पर्याप्त विद्युत एवैकुएशन सुविधाएं नहीं होंगी। अतः इस निष्क्रमण प्रणाली को उन्नत किया जाए और X वीं योजना में शामिल किया जाए।
	<b>प्रतिक्रिया</b>  कुडानकुलम से विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली का कार्यक्रम उत्पादन प्रणाली के कार्यक्रम के अनुरूप बनाया गया है।
3.	सभी एसटीयू को विभिन्न लोडिंग दशाओं के अंतर्गत संचारण लाइनों की योजना बनानी होगी और ऐसे कार्यों को समयबद्ध रूप से पूरा करना होगा। भविष्य की जरूरतों के अनुसार एसटीयू को अपनी संचारण लाइनों के विकास हेतु पैरवी करने हेतु जिम्मेदार एजेंसी को योजना में विनिर्दिष्ट करना होगा।  चूंकि राष्ट्रीय विद्युत नीति का उद्देश्य अंतःराज्य स्तर पर दीर्घकालिक खुली पहुंच है, अतः एसटीयू द्वारा नेटवर्क विस्तार की योजना और कार्यान्वयन अन्य बातों के साथ-साथ हितधारियों के परामर्श से जरूरतों की पहचान करके ओर उत्पादन परियोजनाओं पर विचार करने के बाद प्रत्याशित संचारण जरूरतों को ध्यान में रखकर करने की जरूरत होगी जो कि ओपेन एक्सेस डिजाइन पर एक इंसीडेंट होगा।
	<b>प्रतिक्रिया</b>  विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 39(2) के अनुसार अंतःराज्यीय संचारण प्रणाली की योजना और विकास की जिम्मेदारी राज्य संचारण संगठनों को सौंपी गई है।  राज्यों में विद्युत के टैरिफ को अनुमोदित करते समय, राज्य ईआरसी राज्य संचारण संगठनों की राजस्व जरूरतों पर ध्यान देती हैं। इसमें विभिन्न विकास क्षेत्रों में उनकी निवेश योजना भी शामिल होती है, जिसे कथित लक्ष्यों को पूरा करने के लिए प्राथमिकता दी जा सकती है।

4.	10वीं योजना के लिए केरल के कायमकुलम में एलएनजी ईंधन से चलने वाली एनटीपीसी की राजीव गांधी संयुक्त चक्र परियोजना के विस्तार की योजना बनाई गई है। यह पाया गया है कि द.क्षे. विस्तार कार्यक्रम की 11वीं योजना में, कायमकुलम के लिए संचारण प्रणाली का कोई प्रस्ताव नहीं है। इस बिंदु को भी ध्यान में रखना होगा।
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>इस पुनरीक्षित योजना के प्रलेख में अब कायमकुलम से विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली को शामिल कर लिया गया है।</p>

### असम सरकार- विद्युत विभाग

**संदर्भ : विद्युत विभाग के उप-सचिव से असम सरकार के विद्युत विभाग का दिनांक 06.10.2005 का पत्रांक पीईएल/130/2005/192**

- अध्याय-2, पैरा 2.1.2 (ग) बुलेट बिंदु 3 :** पूर्वोत्तर में सीटीयू और एसटीयू दोनों द्वारा बड़े नेटवर्क का विस्तार केवल बड़े जल और ताप विद्युत केन्द्रों से विद्युत इवैकुएट करने के लिए ही नहीं, बल्कि पूर्वोत्तर क्षेत्र में संतुलन बनाने और विद्युत का समग्र वितरण सुनिश्चित करने के लिए भी आवश्यक है। पूर्व में सीटीयू अर्थात् पीजीसीआईएल ने नेटवर्क का विस्तार करते समय निर्माण की लागत को केवल पूर्वोत्तर क्षेत्र पर लाद दिया जिसके कारण पूर्वोत्तर के उपभोक्ताओं पर देश में सर्वाधिक संचारण प्रभार का भार है। चूंकि सीटीयू द्वारा नेटवर्क का विस्तार अन्य क्षेत्रों के फायदे के लिए भी किया जाएगा, अतः लागत वसूली को सभी अंतःसंयोजित क्षेत्रों पर भी डाला जाए, और पूर्वोत्तर क्षेत्र पर ही न डाला जाए जैसा कि विगत में किया गया और जिससे कारण गैर-न्यायोचित उच्च संचारण प्रभार डाला गया।

असम में एसटीयू द्वारा व्यापक विस्तार पूर्वोत्तर में उपलब्ध विद्युत उपभोग के लिए भी आवश्यक है। अतः ऐसे उद्देश्यों के लिए निधि का प्रवाह तत्कालिक आवश्यकता है।

**अध्याय-2, पैरा 2.1.2(घ) :** जहां असम के राज्य भार प्रेषण केन्द्र में अत्याधुनिक संचार एवं आंकड़ा अर्जन सुविधाओं की जरूरत है, वहीं इस उद्देश्य के लिए विशेषकर असम में संचार सेक्टर में भारी निवेश की जरूरत होगी। इस संबंध में आईआरसी की टिप्पणी पर ध्यान देना होगा। राज्य विद्युत संगठनों को संचार क्षेत्र में प्रौद्योगिकी उन्नयन के लिए कदम उठाने होंगे। फिर भी, उन्हें पर्याप्त वित्त-पोषण उपलब्ध कराने की जरूरत है।

**अध्याय-2, पैरा 2.1.3(ङ) :** इस समय पूर्वोत्तर क्षेत्र में संचारण प्रणाली पर्याप्त नहीं है। पर्याप्त मार्जिन के साथ-साथ संचारण प्रणाली में बाहुल्य उपलब्ध कराने के लिए पूरे पूर्वोत्तर क्षेत्र विशेषकर असम में भारी निवेश की जरूरत होगी। अतः जब तक लागत वसूली को बड़ी अवधि में विस्तारित नहीं किया जाता, राज्य वितरण कंपनियां इस भारी निवेश का भार वहन करने में समर्थ नहीं होंगी। क्षेत्र में वितरण सेक्टर कंपनियों की उत्तर-जीविता सुनिश्चित करने के लिए केन्द्र सरकार या अन्य संगठनों द्वारा सहायता अनिवार्य है। इसके आगे, चूंकि सभी क्षेत्रीय संचारण गिड संयोजित हैं, देश के सभी क्षेत्रों में संचारण टैरिफ एक ही होना चाहिए।

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पूर्वोत्तर क्षेत्र में उच्च संचारण टैरिफ चिंता का विषय है। इस संशोधित प्रलेख के पैरा 4.7.6 में एक समाधान का प्रस्ताव किया गया है। इसके अलावा, पैरा 4.7 में पूर्वोत्तर में संचारण प्रणाली के विकास संबंधी मुद्दों पर चर्चा की गई है।</p> <p>स्थानीय आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए राज्यों में राज्यों को संचारण प्रणाली की योजना बनानी होगी और कार्यान्वयन करना होगा। यह काम क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली में विकास के अनुरूप करना होगा।</p> <p>जहां राज्य क्षेत्र की योजनाओं को निधियां देने की मूल जिम्मेदारी राज्यों की है, वहीं केन्द्र सरकार द्वारा अभी विकसित किए जाने वाले राज्यों को वित्तीय सहायता भी मान्यता प्राप्त है।</p>
2.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(1) :</b> प्रस्ताव का स्वागत है बशर्ते भारत सरकार द्वारा पर्याप्त निवेश किया जाए और उससे यह सुनिश्चित किया जाए कि विशेषकर पूर्वोत्तर के उपभोक्ताओं की कमजोर श्रेणियों पर कोई अतिरिक्त भार न पड़े।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं।</p>
3.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(2) :</b> वृहत्तर प्रसंग में, उपर्युक्त बातों को ध्यान में रखते हुए संचारण लाइनों की आयोजना अच्छा विचार है लेकिन शुष्क जल मौसम में पूर्वोत्तर क्षेत्र में जो कमी हो जाती है, उसका भी ध्यान रखा जाए और इसलिए पूर्वोत्तर क्षेत्र में भी कोयला और गैस आधारित ताप विद्युत क्षमताओं की स्थापना होनी चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं।</p>
4.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(4) :</b> पूर्वोत्तर जैसे क्षेत्र के लिए एसटीयू और सीटीयू के बीच समान भागीदारी पर एक गतिशील समन्वय किया जाना चाहिए। इस संबंध में यह उल्लेखनीय है कि असम, अरुणाचल प्रदेश, मेघालय, त्रिपुरा और मिजोरम जैसे छोटे पड़ोसी राज्यों तथा भूटान जैसे देशों में मौजूदा अन्तर्राज्यीय विद्युत संचारण राज्य संचारण संगठनों के अधीन हैं। नई संचारण नीति के अधिसूचित होने के बाद ये भारतीय विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 38 के अनुसार केन्द्रीय संचारण संगठन के अधीन आ जाएंगी। असम राज्य/आईजीसीएल को अन्तर्राज्यीय-संचारण लाइनों के हस्तांतरण पर आपत्ति नहीं है, बशर्ते पर्याप्त हर्जाना मिले और जहां कहीं इन लाइनों को असम राज्य में विद्युत आयात के लिए प्रयोग किया जाए, असम राज्य को विद्युत का निर्बाध प्रवाह सुनिश्चित किया जाए।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम इससे सहमत हैं कि एसटीयू और सीटीयू का समन्वय गतिशील और समान भागीदारी पर आधारित होना चाहिए ।</p> <p>राज्य की अंतर्-राज्यीय लाइनों के हस्तांतरण के प्रस्ताव पर विद्युत स्थायी समिति और आरपीसी पर क्षेत्रीय स्थायी समिति में चर्चा किए जाने की जरूरत है । अन्तर्राज्यीय संचारण लाइनों के लिए टैरिफ का मुद्दा सीईआरसी में उठाया जाए ।</p>
5.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(8) : जब संचारण लाइनें उच्च क्षमता की बनाई जाती हैं और जब समुचित समझा जाए कम क्षमता पर प्रभारित की जाती हैं तो लागत वसूली को भी ऐसा बनाया जाए कि निष्पक्षता सुनिश्चित हो और राज्य संगठनों पर अनावश्यक प्रभार के बोझ को रोका जा सके । बलीपारा से मालदा तक 400 के.वी. लाइन का निर्माण IX वीं योजना में हो गया था लेकिन अभी तक उस लाइन का भरपूर उपयोग नहीं हो रहा है जो उच्च संचारण टैरिफ में प्रतिबिंबित हो रहा है ।</b></p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>टैरिफ की डिजाइन में टैरिफ का स्तर कम रखने और समुचित प्रतिलाभ के बीच संतुलन बनाए रखने की जरूरत है जिससे संचारण प्रणाली के विकास के लिए वांछित निवेश सुनिश्चित किया जा सके ।</p> <p>यदि संचारण में निवेश पर प्रतिलाभ सुनिश्चित न किया जाए या इसमें विलंब हो, तो विकास के किसी अन्य लेवी या उपकर या बजटीय अनुदान अथवा ऐसे ही अन्य तरीकों से वित्तपोषण की जरूरत होगी । इस प्रकार के वित्त पोषण की उत्तरजीविता का केन्द्र सरकार तथा राज्य सरकारों द्वारा मूल्यांकन किए जाने की जरूरत है । यदि विकास की योजना स्व वित्त पोषण आधार पर बनाई जाती है तो टैरिफ के पर्याप्त वसूली का तंत्र आवश्यक है ।</p>

6.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(9) :</b> पूर्वोत्तर क्षेत्र से जल विद्युत को सुसज्जित करते समय, एक अति उच्च वोल्टेज संचारण प्रणाली की जरूरत होगी जिसमें इतने लंबे संचारण नेटवर्क में लाइन क्षति में कमी पर विचार किया जाए। ऐसा करते समय निम्नलिखित बिंदुओं को ध्यान में रखा जाना चाहिए-</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. पूर्वोत्तर क्षेत्र के घटक राज्यों को विद्युत आंबटन करते समय, क्षेत्र के प्रक्षिप्त मांग को परिशुद्धतापूर्वक सुनिश्चित किया जाए और विशेषकर शुष्क मौसम में पूरा-पूरा उपलब्ध कराया जाए। इस क्षेत्र से कोई अधिशेष बिजली बाहर पारेषित करने से पूर्व, भले ही खुले पहुंच रिजाइम में क्यों न हो, इसकी जरूरतें पूर्णतः पूरी की जाएं।</li> <li>2. पूर्वोत्तर के सभी राज्य आर्थिक और औद्योगिक रूप से पिछड़े हैं, अतः विद्युत की बढ़ती जरूरतों को पूरा करने के लिए हर तरफ से उन्हें सहायता चाहिए।</li> </ol> <p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(10) :</b> चूंकि योजना का लक्ष्य मुख्यतः पूर्वोत्तर क्षेत्र की जल विद्युत को सुसज्जित करना है, अतः योजना में एक पर्याप्त संचारण प्रणाली को इस प्रकार शामिल किया जाना चाहिए जिससे पूर्वोत्तर क्षेत्र को भी इन उत्पादन केन्द्रों से अपनी मांग पूरी करने में पूर्णतः लाभान्वित हो सके। ऐसा करने में, लागत वसूली और इक्विटी पर प्रतिलाभ ही संचारण टैरिफ के निर्धारण का मानदण्ड न हो। पूर्वोत्तर क्षेत्र की अनोखी दशा विशेष विचार की मांग करती है जो वाणिज्यिक हो ऐसा अनिवार्य नहीं है। ऐसी आवश्यक व्यवस्थाएं सुनिश्चित करने की जरूरत है जिससे इस क्षेत्र में उत्पन्न विद्युत का क्षेत्र में ईष्टतम उपयोग हो और उससे क्षेत्र का आर्थिक विकास हो।</p> <p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2(11) :</b> क्षेत्रीय मांग को पूरा करने के लिए क्षेत्रीय ग्रिड का विकास महती आवश्यकता है और इसे प्राथमिकता दी जानी चाहिए जिससे किसी अन्तर-क्षेत्रीय संचारण नेटवर्क के अतिरिक्त उसकी वास्तविक मांग पूरी हो सके।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>इस संशोधित प्रलेख के पैरा 4.7 में अब इस मुद्दे पर चर्चा की गयी है तथा इस संबंध में असम एवं पूर्वोत्तर के अन्य राज्यों के प्रेक्षकों को ध्यान में रखते हुए आवश्यक स्पष्टीकरण जोड़ दिए गए हैं।</p>

7. **अध्याय-2, पैरा 2.2(13) :** इस खण्ड का कार्यान्वयन करते समय पूर्वोत्तर राज्यों के मामले में निम्नलिखित बिंदुओं पर ध्यान देने की जरूरत है-

1. समुचित संचारण और वितरण नेटवर्क के अभाव में, विगत में इस क्षेत्र की जरूरतों को ढंग से पूरा नहीं किया जा सकता, अतः विद्युत खपत के वर्तमान स्तर पर वास्तविक मांग प्रतिबिंबित नहीं है।
2. यद्यपि इस क्षेत्र में जल विद्युत की अपार संभावनाएं हैं, लेकिन विगत में इसे सुसज्जित करने में बहुत कम निवेश किया गया।
3. पीजीसीआईएल ने 11वीं योजना में इस क्षेत्र में संचारण प्रणाली को सुधारने में कोई महत्वपूर्ण कार्य नहीं किया और 10वीं योजना में भी इसने कोई बड़ी संचारण लाइन शुरू नहीं की है। आज तक असम को छोड़कर किसी भी राज्य में 220 के.वी की संयोजनशीलता नहीं है।

उपर्युक्त कारणों से यह क्षेत्र औद्योगिक रूप से पिछड़ा बना है और विगत वर्षों में विद्युत का विकास कम हुआ। लेकिन अब विशेषकर असम में विद्युत परिदृश्य को सुधारने के लिए ढेर सारा निवेश किया जा रहा है। एएसईबी की पुनःसंरचना तथा संचारण एवं वितरण नेटवर्क सुधारने के लिए असम सरकार/एएसईबी एशियाई विकास बैंक से 250 मिलियन यू.एस.डालर का ऋण ले रही है। भारत सरकार ने भी एनएलसीपी/पीएमजीवाई इत्यादि के अलावा एपीडीआरपी के तहत 655 करोड़ रुपये की सहायता दी है। असम सरकार ने सुदुरवर्ती क्षेत्रों में विद्युत आपूर्ति सुधारने और सभी के लिए संयोजनशीलता सुनिश्चित करने के लिए एक नयी आरई नीति शुरू की है। अतः पहले की तुलना में और तीव्रगति से मांग बढ़ेगी और इस महत्वपूर्ण कारक को किसी भी ग्रिड आयोजना में लिया जाना चाहिए।

**अध्याय-2, पैरा 2.2.1 :** अन्तर-राज्यीय संचारण प्रणाली विकसित करने में आंकड़ा संग्रहण विश्वसनीयता और वास्तविक होना चाहिए। अन्यथा संचारण आयोजना असफल हो सकती है। किसी अंतर-राज्यीय संचारण प्रणाली की आयोजना में राज्य की एजेंसियों/संगठनों के घनिष्ठ सहयोग से राज्य की संपूर्ण जरूरतों का सावधानी से मूल्यांकन किया जाना चाहिए।

**पैरा 4.2 :** जैसा कि उपर्युक्त पैरा में कहा गया है, उपलब्धता और आवश्यकता के प्रदर्शन का राज्य के संगठनों के परामर्श से वास्तविक आधार पर और समीक्षा करने की जरूरत है।

**पैरा 4.3 :** 16वीं ईपीएस के अनुसार वर्ष 2012 में पूर्वोत्तर क्षेत्र की प्रक्षिप्त मांग 2790 मे.वा होगी और 7.5% वृद्धि दर से 2160 मे.वा. होगी। भावी संचारण जरूरतों की गणना के लिए 16वीं ईपीएस द्वारा दर्शायी गयी मांग को लिया जाना चाहिए क्योंकि विगत वर्षों में पूर्वोत्तर क्षेत्र में विभिन्न बाध्यताओं के कारण विद्युत की मांग को दबाया जा रहा है जिसकी चर्चा अध्याय 2 पैरा 2.2(9) में की जा चुकी है। यह समझ से परे है कि किस अनुमान के आधार पर पूर्वोत्तर के लोड को 16वीं विद्युत शक्ति सर्वेक्षण में दर्शाए गए भार से कम दर्शाया गया है। राज्य में संचारण एवं वितरण नेटवर्क में किए जा रहे निवेश को ध्यान में रखते हुए लोड फैक्टर वास्तव में 16वीं ईपीएस में प्रक्षिप्त लोड से अधिक होना चाहिए जो 1990 के दशक के अंत में किया गया था। इस बात की प्रशंसा की जानी चाहिए कि संचारण बाध्यताएं लोड वृद्धि में एक महत्वपूर्ण अड़चन थीं। पर्याप्त संचारण नेटवर्क का अभाव था। पीजीसीआईएल ने 9वीं और 10वीं योजना में कोई प्रमुख क्षेत्रीय संचारण लाइनें शुरू नहीं की हैं। यदि पीजीसीआईएल का पर्याप्त क्षेत्रीय संचारण नेटवर्क होता, तो मांग कारक और अधिक होता। इसके साथ-साथ वित्तीय बाध्यताओं के कारण संचारण क्षमता बढ़ाने के लिए एएसईबी द्वारा निवेश का अभाव था। तथापि एबीडी पैकेज के तहत संचारण की दिशा में पर्याप्त निवेश किया जा रहा है जिससे लोड कारक में महत्वपूर्ण वृद्धि होगी। इस पहलू का समुचित ध्यान रखा जाना चाहिए।

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पूर्वोत्तर क्षेत्र के बाहर विद्युत के निर्यात हेतु संचारण आवश्यकता के निर्धारण के लिए, स्थानीय मांग में कम विकास की संभावना से इंकार नहीं किया जाना चाहिए, अन्यथा बिजली की बाटलिंग का खतरा बढ़ सकता है। स्थानीय लोड वृद्धि को त्वरित करने हेतु किए जा रहे प्रयासों का गुणनखंड करके पूर्वोत्तर के लोड अनुमान को दुबारा तैयार किया गया है। 2005-06 के 1500 मे.वा. की निर्बाध मांग (वास्तविक उच्चतम पूर्ति 1200 मे.वा थी) पर 10% वृद्धि मानते हुए 2011-12 तक संशोधित अनुमान को 2660 मे.वा. माना गया है।</p> <p>पूर्वोत्तर क्षेत्र में क्षेत्रीय एवं राज्य संचारण का सुदृढ़ीकरण निर्धारित करने के लिए 16वीं ईपीएस के अनुसार 2760 मे.वा. या त्वरण वृद्धि के मूल्यांकन के आधार पर अधिक अनुमान को अंगीकार करना होगा।</p> <p>हम समुचित आंकड़ों के महत्व पर सहमत हैं। फिर भी अंतर-राज्यीय संचारण जरूरतों के मूल्यांकन में, कुछ राज्यों में वांछित उच्च दर पर लोड न बढ़ने की संभावना और परिणामस्वरूप विद्युत के निर्यात के लिए उच्चतर क्षमता संचारण की जरूरत को भी ध्यान में रखा जाना चाहिए जिससे विद्युत के बॉटल अप होने के खतरे को कम किया जा सके।</p>
8.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2.(19) से (23) :</b> असम में वर्तमान एसएलडीसी, डाटा के प्रदर्शन और एससीएडीए इत्यादि के लिए समुचित संचार प्रणाली से लैस नहीं है। वॉयस संचार के लिए पीएलसीसी प्रणाली के पूर्ण नवीनीकरण की जरूरत है। यूएलडीसी के तहत स्थापित वर्तमान माइक्रोवेव प्रणाली जरूरतें पूरी करने के लिए पर्याप्त नहीं है। अतः आवश्यक निवेश करके इसे फाइबर ऑप्टिक संचार प्रणाली से अद्यतन करने की जरूरत है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम संचार प्रणाली के उन्नयन की जरूरत से सहमत हैं।</p>
9.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.2.(24) :</b> मूलधन का निर्धारण करते समय संचारण टैरिफ को पूर्वोत्तर के पिछड़े राज्यों के हितों के लिए हानिकारक नहीं होना चाहिए। वास्तव में, असम राज्य अपनी इस मांग को दोहराता है कि संचारण टैरिफ पूरे देश में एक होना चाहिए। इसके अलावा ऐसी प्रत्येक गतिविधियों के लिए समुचित वित्त-पोषण का प्रावधान होना चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं। के.वि.प्रा. ने जोनल मैट्रिक्स संचारण टैरिफ का प्रस्ताव किया है जो दूरी और दिशात्मक संवदेशनशीलता के साथ राष्ट्रीय टैरिफ होगा और जिसमें उत्पादन संसाधनों के निकट होने का लाभ भी स्थानीय विकास के लिए दिया जाएगा।</p>
10.	<p><b>अध्याय-2, पैरा 2.3.2 :</b> पहले राज्य स्तर पर संसाधनों का ईश्टमीकरण होना चाहिए और ऐसे उद्देश्यों के लिए, एसटीयू को प्राथमिकता वाली संचारण लाइनों और एसटीयू द्वारा यथा निर्धारित उप-केन्द्रों के उन्नयन में सहायता के लिए आवश्यक उपाय किए जाने चाहिए। वित्त-पोषण पर्याप्त होना चाहिए जिससे राज्य/एसईबी/ट्रांसको यहां उल्लिखित कार्यों को कारगर ढंग से पूरा कर सके। इस पर वर्तमान स्थिति संतोषजनक नहीं है।</p>



	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम एसटीयू के नेटवर्क में विकास को प्राथमिकता देने की जरूरत से सहमत हैं । तथापि, मूलतः यह राज्यों की जिम्मेदारी है और केन्द्र से सहायता चाहने के अलावा, राज्य को अपने अंदर सुधार करना चाहिए, जिससे धीर-धीरे वे आत्मनिर्भर हो सकें ।</p>
11.	<p><b>पैरा 2.3.4 व पैरा 2.3.5 :</b> संचारण प्रस्ताव को अंतिम रूप देने के लिए स्थायी समिति बैठक में राज्य संचारण संगठनों के प्रतिनिधियों की उपस्थिति को समुचित महत्व देना चाहिए जिससे सार्थक और भागीदारीपूर्ण निर्णय लेना सुनिश्चित किया जा सके ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>विद्युत प्रणाली आयोजना पर क्षेत्रीय स्थायी समिति द्वारा अंगीकृत निर्णय लेने की प्रक्रिया में पहले से ही निष्पक्ष भागीदारी और संचारण प्रस्ताव को आम सहमति से अंतिम रूप देने की प्रथा है ।</p>
12.	<p><b>पैरा 2.4 :</b> राज्य में संचारण प्रणाली के भविष्य में और विस्तार तथा संशोधन के लिए राज्य संचारण संगठनों हेतु विद्युत संचारण के वोल्टेज का उच्चतम स्तर 220 के.वी की जगह 400 के.वी रखा जा सकता है ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>क्षेत्रीय संचारण प्रणाली की मांग के साथ, अंतःराज्यीय प्रणाली में आवश्यकता अधिकांशतः 220 के.वी. और उससे नीचे प्रत्याशित होती है । तथापि, जब आवश्यक हो, तो राज्यों को 400 के.वी. की अंतःराज्यीय प्रणाली की भी जरूरत हो सकती है ।</p>
13.	<p><b>पैरा 3.1 एवं 3.2 :</b> पूर्वोत्तर क्षेत्र में सशक्त क्षेत्रीय ग्रिड के विकास की जरूरत है । वर्तमान में एएसईबी (एईजीसीएल) को छोड़कर पूर्वोत्तर क्षेत्र में अन्य राज्य विद्युत संगठनों के पास 220/132 के.वी का कोई उप-केन्द्र नहीं है और इस महत्वपूर्ण अंतर को शीघ्र ही दूर करने की जरूरत है ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं ।</p>
14.	<p><b>पैरा 3.3 :</b> पूर्वोत्तर क्षेत्र इस समय उपलब्ध अपर्याप्त संचारण नेटवर्क से प्रभावित है । जब तक क्षमता बढ़ाने की कार्ययोजना नहीं बनाई जाती तथा ग्रिड का निष्क्रमण और प्रबंधन ऐसे नहीं किया जाता जिससे घटक राज्यों को लाभ हो, यह क्षेत्र अपने क्षेत्र में उपलब्ध संभावनाओं के लाभों का उपभोग नहीं कर सकता । अतः जहां तक पूर्वोत्तर का प्रश्न है और क्षेत्रीय हितों पर ध्यान देने की जरूरत है, संचारण आयोजना का क्षेत्रीय से राष्ट्रीय विचार की ओर ले जाने का यह शायद समुचित समय नहीं है ।</p> <p><b>पैरा 3.4 :</b> पूर्वोत्तर के संसाधनों को अखिल भारतीय आधार पर सुसज्जित करते समय इस क्षेत्र पर उचित ध्यान दिया जाना चाहिए ।</p> <p><b>पैरा 3.5 :</b> राष्ट्रीय एवं क्षेत्रीय ग्रिड प्रणाली विकसित करते समय, राज्य हितों पर समुचित ध्यान दिया जाना चाहिए अतः मैट्रिक्स राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य में होना चाहिए जिसमें क्षेत्रीय एवं राज्य विनिर्दिष्ट आयोजना की प्रधानता हो ।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राष्ट्रीय विचार पर आयोजना का अर्थ क्षेत्रों पर ध्यान को कम करना नहीं है। आवश्यकता यह है कि ऐसी प्रणाली की आयोजना और विकास किया जाए कि वह एक साथ समन्वित तरीके से राष्ट्रीय जरूरतों के साथ-साथ क्षेत्रीय जरूरतों को तथा राज्य की जरूरतों को भी पूरा करे।</p>
--	--

	<p><b>असम राज्य विद्युत बोर्ड</b></p>
	<p><b>संदर्भ : श्री एस.सी.दास से प्राप्त एएसईबी का दिनांक 24.10.2005 का पत्र</b></p>
<p>1.</p>	<p><b>पूर्वोत्तर क्षेत्र का लोड :</b></p> <p>प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना- संदर्भ (जुलाई, 2005) में पूर्वोत्तर क्षेत्र की मांग 2011-12 में 16वीं विद्युत सर्वेक्षण में दर्शाए गए 2790 मे.वा लोड के समक्ष उसी वर्ष में 2160 मे.वा. दर्शाया गया है। ऐसा लगता है कि गणना करते समय विद्युत सर्वेक्षण में अनुमानित मांग की जगह मांग के निम्न विकास की जिम्मेदार स्थितियों को ध्यान में नहीं लिया गया।</p> <p>9वीं और 10वीं योजना अवधि में पूर्वोत्तर में कोई प्रमुख क्षेत्रीय संचारण लाइन न लिए जाने से, वर्षों से क्षेत्र में पर्याप्त संचारण नेटवर्क अपर्याप्त होने से लोड वृद्धि प्रभावित हुई। इससे ऐसी स्थिति पैदा हो गयी कि अधिकांश राज्य उन्हें आवंटित पूरी बिजली आहरित करने में समर्थ नहीं थे क्योंकि मांग का विकास प्रणाली की परिदान शक्ति की अपेक्षा अधिक है।</p> <p>तथापि, संचारण क्षेत्र में एशियाई विकास बैंक की सहायता से निवेश किए जाने, एपीडीआरपी कार्यों के हालिया कार्यान्वयन से आगामी वर्षों में इस क्षेत्र में लोड में वृद्धि तेजी से होगी।</p> <p>इसके अलावा 2009 तक 100% घरेलू विद्युतीकरण के लिए भारत सरकार ने हाल में आरजीजीवीई योजना शुरू की है जिससे मांग में और वृद्धि होगी।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पूर्वोत्तर क्षेत्र के बाहर विद्युत के निर्यात हेतु संचारण आवश्यकता के निर्धारण के लिए, स्थानीय मांग में कम विकास की संभावना से इंकार नहीं किया जाना चाहिए, अन्यथा बिजली की बाटलिग का खतरा बढ़ सकता है। स्थानीय लोड वृद्धि को त्वरित करने हेतु किए जा रहे प्रयासों का गुणनखंड करके पूर्वोत्तर के लोड अनुमान को दुबारा तैयार किया गया है। 2005-06 के 1500 मे.वा. की निर्बाध मांग (वास्तविक उच्चतम पूर्ति 1200 मे.वा थी) पर 10% वृद्धि मानते हुए 2011-12 तक संशोधित अनुमान को 2660 मे.वा. माना गया है।</p> <p>तथापि हम सहमत हैं कि पूर्वोत्तर क्षेत्र में क्षेत्रीय एवं राज्य संचारण का सुदृढीकरण निर्धारित करने के लिए 16वीं ईपीएस के अनुसार 2790 मे.वा. या त्वरण वृद्धि के मूल्यांकन के आधार पर अधिक अनुमान को अंगीकार करना होगा।</p>

2.	<p><b>देश में सामान्य एकीकृत संचारण टैरिफ</b> : देश के अन्य क्षेत्रों में 10-12 पैसे की तुलना में पूर्वोत्तर क्षेत्र में 35 पैसे प्रति यूनिट के उच्च संचारण प्रभार का मुद्दा राष्ट्रीय परिप्रेक्ष्य में सुलझाए जाने की जरूरत है। देश के अन्य क्षेत्रों के बराबर करने के लिए पूर्वोत्तर क्षेत्र के विकास को तीव्र करने हेतु ध्यान देने की जरूरत है। उच्च विद्युत संभावना के बावजूद यह क्षेत्र विद्युत की लागत के मामले में देश के अन्य क्षेत्रों से प्रतियोगिता नहीं कर सकता। चूंकि सभी क्षेत्रीय संचारण ग्रिड संयोजित हैं, अतः संचारण टैरिफ पूरे देश में समान होनी चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>के.वि.प्रा. ने जोनल मैट्रिक्स संचारण टैरिफ का प्रस्ताव किया है जो दूरी और दिशा संवेदनशीलता के साथ राष्ट्रीय टैरिफ होगा।</p>
3.	<p><b>वर्ष 2012 तक विद्युत का मूल्यांकन :</b></p> <p>(क) वर्तमान में पूर्वोत्तर में संचारण प्रणाली पर्याप्त नहीं है। संचारण प्रणाली में पर्याप्त लाभ एवं बाहुल्य उपलब्ध कराने के लिए पूरे पूर्वोत्तर क्षेत्र में बहुत से निवेश की जरूरत होगी। यह उल्लेखनीय है कि पूर्वोत्तर में असम (आईजीसीएल) के अलावा किसी राज्य विद्युत संगठन के पास इस समय 220/132 के.वी. का उप-केन्द्र नहीं है।</p> <p>(ख) असम में इस समय 220/132 के.वी. के 5 उप-केन्द्र हैं जिनकी रूपांतरण क्षमता केवल 660 एमवीए ही है। एबीडी की परियोजना सं० 2037-आईएनडी के तहत एजिया और नामरूप के प्रारंभ होने तथा केन्द्र समर्थित अन्य एनएलपीआर परियोजनाओं से एनएसईबी के पास 220/132 के.वी. के 7 उप-केन्द्र होंगे जिनकी 2008 तक रूपांतरण क्षमता 1085 एमवीए हो जाएगी।</p> <p>(ग) वर्ष 2012 में 2790 मे.वा. का अनुमानित लोड संभालने के लिए 220/132 के.वी. के कम से कम 5 उप-केन्द्र पूर्वोत्तर क्षेत्र में शुरू करने होंगे और कुछ मौजूदा रूपांतरण क्षमताओं को बढ़ाना होगा।</p> <p>(घ) पूर्वोत्तर क्षेत्र के असम एवं घटक राज्यों के पास वर्तमान में 220 के.वी. के 6 इनटेक प्वाइंट हैं जो केवल 1200 मे.वा. का ही संचारण कर सकते हैं। वर्ष 2012 के लोड मांग को पूरा करने के लिए कम से कम 12 इनटेक प्वाइंट और स्थापित करने होंगे। राज्य संचारण संगठनों को इन अंतःराज्यीय संचारण लाइनों की व्यवस्था करनी होगी। अतः पीजीसीआईएल को इन 12 अतिरिक्त इनटेक प्वाइंट्स के लिए 220 के.वी. लाइन के माध्यम से विद्युत आहरण के लिए अवसंरचना (लाइन बेज) उपलब्ध कराना होगा साथ ही उन्हें अपनी 400/220 के.वी. संचारण क्षमता को वर्तमान 945 एमवीए से 2000 एमवीए या अधिक बढ़ाना होगा।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>केन्द्रीय सेक्टर उत्पादन से असम के बड़े हुए हिस्से के अनुपात में क्षेत्रीय प्रणाली से अंतःराज्यीय प्रणाली में अतिरिक्त संयोजनशीलता उपलब्ध कराने की जरूरत है। जहां एएसईबी को राज्य संचारण प्रणाली की आयोजना एवं सुदृढीकरण के कार्यान्वयन की जरूरत होगी, क्षेत्रीय ग्रिड को सुदृढ करने की आवश्यकता को विद्युत प्रणाली आयोजना पर क्षेत्रीय विद्युत समिति और क्षेत्रीय स्थायी समिति में ले जाना होगा।</p>

4.

**2012 तक विद्युत का निष्क्रमण :**

(ड) विश्वनाथ चरियाली से आगरा तक प्रस्तावित एचवीडीसी संचारण लाइन के पास पूर्वोत्तर क्षेत्र में विश्वनाथ चरियाली में केवल एक ही पूर्लिंग केन्द्र होगा। अतः यदि यहां 220 के.वी. पर विद्युत आहरण की व्यवस्था उपलब्ध नहीं कराई जाती, तो पूर्वोत्तर क्षेत्र के पास बाईपोल उप-केन्द्र के माध्यम से पावर पूर्लिंग उपलब्ध नहीं होगा। पीजीसीआईएल/पूर्वोत्तर क्षेत्र के घटक राज्यों के पास मास्टर संचारण योजना होनी चाहिए जिससे वे असम सहित पूर्वोत्तर के घटक राज्यों में इस (सुबासिरी जल विद्युत परियोजना) बड़ी परियोजना से अपने हिस्से की बिजली आहरित कर सकें। असम के पास 400/220 के.वी., 315 एमटीए से संयोजित ऊमरी असम में 400 के.वी.ए. की लाइन होनी चाहिए जिससे वह बलिपारा/विश्वनाथ चरियाली उप-केन्द्र से, जहां पूर्वोत्तर के प्रमुख जल विद्युत परियोजनाओं से विद्युत संकेद्रित होने जा रही है, विद्युत आहरित कर सकें।

पीजीसीआईएल को एसईबी एवं पूर्वोत्तर के अन्य घटकों को अंतःराज्यीय/अंतर-क्षेत्रीय संचारण योजना शीघ्र उपलब्ध करानी चाहिए जिससे वे अपनी खुद की प्रणाली की डिजाइनिंग शुरू कर सकें।

(च) राज्य में संचारण प्रणाली में भावी विस्तार एवं संशोधन के लिए, राज्य संचारण संगठनों हेतु विद्युत संचारण का उच्चतम वोल्टेज स्तर 220 के.वी. की जगह 400 के.वी. रखा जाए।

**प्रतिक्रिया**

पूर्वोत्तर में क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के विकास को अब संशोधित प्रलेख में पैरा 4.7.9 के अंतर्गत शामिल कर लिया गया है।

क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के विकास के साथ, अंतः राज्यीय प्रणाली में आवश्यकता अधिकांशतः 220 के.वी. और उससे कम प्रत्याशित है। तथापि, जहां आवश्यक हो, राज्यों को उच्चतर वोल्टेज की अंतःराज्यीय प्रणाली रखनी पड़ सकती है।

5.	<p><b>संचारण नेटवर्क की विश्वसनीयता कारक :</b></p> <p>400 के.वी. और 220 के.वी. की संचारण लाइनों के माध्यम से अंतःसंयोजनशीलता उपलब्ध कराने का पावरग्रिड का योगदान प्रशंसनीय है। तथापि पिछले वर्ष 400 के.वी. की कठालगुड़ी-मरियाली और कठालगुड़ी-मीसा लाइनों के कई टावरों के गिरने के कारण, कठालगुड़ी विद्युत केन्द्र का पूरा उत्पादन अनाहरित रहा। इसके कारण क्षेत्र में बलात लोड शेडिंग करनी पड़ी। क्षेत्र में ऐसे भी उदाहरण हैं जब 400 के.वी. की लाइनें माह में 10 दिन या उससे अधिक अकार्यशील रहीं जिससे पूर्वोत्तर क्षेत्र को उत्पादकों को निर्धारित प्रभार अदा करने एवं साथ ही साथ यदि विद्युत की व्यवस्था बाहर से की गयी है तो यूआई दर अदा करने के रूप में भारी वित्तीय हानि हुई। मौजूदा एबीटी प्रणाली में, उत्पादक आनुसंगिक अवधि में, वास्तविक उत्पादन के अभाव के बावजूद अपनी घोषित क्षमता के अनुसार निर्धारित प्रभार वसूलने के अधिकारी हैं। ऐसी आनुसंगिक अवधि में सीटीयू को लाभार्थियों को हर्जाना देना चाहिए।</p> <p>ऐसी आनुसंगिकताओं का एक और पहलू भी है। पिछले वित्तीय वर्ष के दौरान, 400 के.वी. पावरग्रिड की लाइन पूर्वोत्तर क्षेत्र में विभिन्न स्थानों पर 6 बार ट्रिप हुई और ऐसी सभी 6 असफलताएं टावर गिरने से हुईं। स्वभावतः टावरों के डिजाइन के अध्ययन की उच्च स्तरीय आवश्यकता की जांच की जरूरत पैदा होती है जिससे ऐसी घटनाएं बार-बार न हों जिससे किसी संगठन की चूक के कारण क्षेत्र की अर्थव्यवस्था एवं आम जनता को नुकसान न हो।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>बेहतर और बेहतर डिजाइनों के लिए सतत प्रयासों की जरूरत है जिससे टावर असफलता को कम किया जा सके। तथापि जब तक लागत अर्थशास्त्र कतिपय न्यूनतम स्तर की असफलता जोखिम अपनाने का निर्देश देती है, बिल्कुल असफलताशून्य दृष्टिकोण अपनाना बहुत खर्चीला होगा।</p>
6.	<p><b>विद्युत का अंतर-राज्यीय संचारण :</b></p> <p>असम, अरुणाचल प्रदेश, मेघालय, त्रिपुरा, मिजोरम जैसे पड़ोसी छोटे राज्यों एवं भूटान जैसे देशों में कुछ मौजूदा अंतर-राज्यीय विद्युत संचारण राज्य संचारण संगठनों के अधीन हैं। नई संचारण नीति अधिसूचित होने के बाद भारतीय विद्युत अधिनियम की धारा 38 के अनुसार ये केन्द्रीय संचारण संगठन के अधीन हो जाएंगी। असम राज्य/एईजीसीएल को अंतर-राज्यीय लाइनों के हस्तांतरण पर आपत्ति नहीं है, बशर्ते समुचित हर्जाना दिया जाए और जब कभी ऐसी लाइनों का असम में विद्युत आयात के लिए प्रयोग हो, बिजली का निर्बाध प्रवाह सुनिश्चित किया जाए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राज्यों की अन्तर-राज्यीय लाइनों के हस्तांतरण के प्रस्ताव पर विद्युत प्रणाली आयोजना पर स्थायी समिति एवं आरपीसी में चर्चा किए जाने की जरूरत है। अंतर-राज्यीय लाइनों के टैरिफ का मामला सीईआरसी में उठाया जा सकता है।</p>

7.	<p><b>क्षेत्रीय स्थायी समिति, पावरग्रिड द्वारा संचारण प्रस्तावों को अंतिम रूप दिया जाना</b></p> <p>किसी अन्तर्राज्यीय संचारण प्रणाली की योजना बनाते समय राज्य की पूरी जरूरतों का राज्य के साथ मिलकर ध्यानपूर्वक मूल्यांकन किए जाने की जरूरत है। संचारण प्रस्तावों को अंतिम रूप देने के लिए स्थायी समिति की बैठक में राज्य संचारण संगठनों के प्रतिनिधियों की उपस्थिति को भी उचित महत्व दिया जाना चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>विद्युत प्रणाली आयोजना पर क्षेत्रीय स्थायी समिति द्वारा अंगीकृत निर्णय लेने की प्रक्रिया में पहले से ही निष्पक्ष भागीदारी और संचारण प्रस्ताव को आम सहमति से अंतिम रूप देने की प्रथा है।</p>

<b>मेघालय राज्य विद्युत बोर्ड</b>
<p><b>संदर्भ : सं. एमटीएल/2005/194/11 दिनांक 24 मार्च, 2006</b></p> <p>मेघालय राज्य विद्युत बोर्ड ने प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण के बारे में कहा है "ठीक ठाक पाया।"</p>

<b>त्रिपुरा राज्य विद्युत निगम लि.</b>
<p><b>संदर्भ : सीएमडी से प्राप्त टीएसईसी का पत्रांक सीएमडी/5.0/4796 दिनांक 20.10.2005</b></p>
<p>1. टीएसईसीएल ने कई प्रणाली सुदृढीकरण योजनाएं, विश्वसनीयता सुधार योजनाएं, 132 के.वी और 66 के.वी. स्तर पर नए प्रस्ताव एवं 100 मे.वा. ओएनजीसी त्रिपुरा विद्युत परियोजना से विद्युत निष्क्रमण प्रणाली दी है।</p>
<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>योजना प्रलेख को अंतिम रूप देते समय सुझावों पर विधिवत विचार किया गया।</p>

**दामोदर घाटी निगम**

**संदर्भ : मुख्य अभियंता (पीआरसी) से डीवीसी का दिनांक 9.11.2005 का पत्रांक ईडीसीओएन/एसपीएम/सीईए/587**

1.	<p><b>पूर्वोत्तर में जल विद्युत विकास के लिए संचारण प्रणाली</b></p> <p>राष्ट्रीय विद्युत योजना पूर्वोत्तर क्षेत्र (30-35 जी.वा. संभावना के साथ) से उत्तरी/पश्चिमी क्षेत्र में पूर्वोत्तर क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र के बीच चिकेन नेक स्ट्रेच के माध्यम से जल विद्युत के निष्क्रमण के लिए एचवीडीसी और उच्च क्षमता एसी संचारण प्रणाली के हाइब्रिड नेटवर्क पर विचार करती है । आरडब्ल्यूओ में महत्वपूर्ण बाधयताओं के मद्देनजर इस संबंध में अग्रिम कार्रवाई की आवश्यकता का स्वागत है । फिर भी, इस क्षेत्र के बाहर के लाभार्थियों को पुष्ट करने से पहले यह सुझाव है कि पूर्वोत्तर के संगठनों को अपनी जरूरत के अनुसार जल विद्युत में हिस्सेदारी करने का विकल्प दिया जाए ।</p> <p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पूर्वोत्तर में जल विद्युत परियोजनाओं से विद्युत आबंटन करते समय, परियोजना आवश्यकता तथा पूर्वोत्तर में पूर्वी क्षेत्र, उ.क्षे. प.क्षे. तथा द.क्षे. के प्रत्येक राज्य की उपलब्धता स्थिति और अनुमानित मांग पर अखिल भारतीय आधार पर अनुमानित विचार किया जाना चाहिए ।</p>
2.	<p><b>संचारण परियोजना का तीव्र कार्यान्वयन</b></p> <p>योजना में विचारित संचारण परियोजनाओं के त्वरित और समय से कार्यान्वयन में निम्नलिखित बाधयताएं हैं :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) भूमि अधिग्रहण के मामले में अनापत्ति में विलंब- डीवीसी में 10वीं योजना के दौरान अंगीकृत उप-केन्द्रों को झारखंड राज्य में धनबाद (अक्टूबर, 02 से) गोला (नवंबर, 02 से) गिरिडीह (फरवरी, 04 से) तथा प.बंगाल में उल्लुबेरिया में (अप्रैल, 02 से ) भूमि अधिग्रहण/आबंटन में अतिशय विलंब के कारण शुरू नहीं किया जा सका ।</li> <li>(ii) वन अनापत्ति प्रस्ताव पर कार्रवाई और उसके अनुमोदन में विलंब- समस्या इसलिए और विकट हो गई है कि जंगल-झाड़ी को भी वनीकृत भूमि जैसा समझा जाता है । जंगल-झाड़ी की पट्टियों को सर्वेक्षण/भौतिक निरीक्षण में पहचानना कठिन होता है और इसलिए भी कि उन्हें वन-मानचित्र में अलग करके नहीं दर्शाया जाता है ।</li> <li>(iii) आरओडब्ल्यू समस्या भू-स्वामियों द्वारा तीव्र विरोध एवं अन्य स्थानीय कारण जिनके कारण काम में बार-बार व्यवधान पड़ता है और श्रमिक खाली बैठे रहते हैं । विशेषकर संचारण लाइन परियोजना टेंडरों के मामले में डीवीसी भागीदारी में अपर्याप्त प्रतिक्रिया की कठोर समस्या का सामना कर रहा है ।</li> </ul>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं कि आरओडब्ल्यू प्राप्त करना और उप-केन्द्रों के लिए भूमि अधिग्रहण और कठिन होता जा रहा है। मुद्दों को सुलझाने लिए सतत और सामयिक प्रयास जरूरी है।</p>
3.	<p><b>टैरिफ के मुद्दे</b></p> <p>पूर्वोत्तर क्षेत्र को पूर्व दर्शनीय भविष्य तक विद्युत उत्पादन में सरप्लस बने रहना अनुमानित किया गया है। अतः कमी वाले क्षेत्रों को आईएसजीएस द्वारा विद्युत की सारभूत मात्रा निर्यात किए जाने की संभावना है। इस उद्देश्य के लिए, समरूप संचारण प्रणाली बनाते समय, समुचित टैरिफ पद्धति विकसित करने की जरूरत है जिससे पूर्वी क्षेत्र के लाभार्थियों को अंतर-क्षेत्रीय लाइनों/संपर्कों की लागत का अनुचित भार वहन न करना पड़े।</p> <p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं कि एक नए संचारण प्रभार भागीदारी फार्मूले की जरूरत है।</p> <p>पूर्वी क्षेत्र के घटक जो अपनी अधिशेष बिजली निर्यात करने के लिए संचारण प्रणाली का उपयोग करेंगे, उन्हें संचारण प्रभार का समुचित भाग शेयर करने की जरूरत होगी जिससे जो इस अंतरण में प्रतिभागी नहीं है उन्हें बढ़ती हुई संचारण प्रणाली के लिए अतिरिक्त प्रभार का बोझ न सहना पड़े। विकल्पतः पूर्वी क्षेत्र के बाहर के विद्युत आयातकर्ता दीर्घावधिक पीपीए के आधार पर पूर्वी क्षेत्र में संचारण प्रणाली के लिए संचारण प्रभारों को शेयर कर सकेंगे।</p>

### बिहार राज्य विद्युत बोर्ड

**संदर्भ :** सदस्य (तकनीकी) से दिनांक 25.11.2005 का बीएसईबी का पत्रांक 27/विविध-1031/2004/1190

- पूर्वी क्षेत्र में मांग और अधिशेष का मूल्यांकन वृहत विद्युतीकरण कार्यक्रम के परिप्रेक्ष्य में वास्तविक मूल्यांकन के आधार पर करना चाहिए। बिहार में विद्युत सेक्टर का विस्तार 2012 तक राष्ट्रीय नीति के अनुरूप प्रति व्यक्ति खपत 1000 यूनिट करने के लिए किया जा रहा है। इसके लिए 2012 तक सिर्फ बिहार के लिए औसत उपलब्धता 10275 मे.वा. की जरूरत होगी। इस बात की प्रशंसा की जानी चाहिए कि 50% से अधिक गांवों और 96% ग्रामीण घरों के विद्युतीकरण के साथ-साथ एपीडीआरपी और आरई योजनाओं के तहत विद्युत क्षेत्र में भारी निवेश किया जा रहा है। इस प्रकार बिहार राज्य में अन्य राज्यों की तुलना में बिजली की मांग तेजी से बढ़ेगी और 6% वृद्धि पर आधारित अनुमान सही नहीं रह जाएगा। पूर्वी क्षेत्र से अधिशेष की गणना से पूर्व बिहार की जरूरतों का ध्यान रखना होगा।



	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राज्यों के संचारण, उप-संचारण एवं वितरण प्रणाली में किए जा रहे प्रयासों तथा नवीनतम प्रवृत्ति को ध्यान में रखते हुए पूर्वोत्तर क्षेत्र के लिए मांग वृद्धि के अनुमान की पुनः गणना की गई है।</p> <p>16वीं ईपीएस के 15670 मे.वा. अनुमान की जगह, वर्तमान मांग स्तर (2006) पर 10% वृद्धि मानते हुए 2011-12 तक उच्च मांग को 9500 मे.वा. अनुमानित किया गया है।</p>
2.	<p>प्रारूप योजना में कई अंतर-क्षेत्रीय संचारण लाइनें प्रस्तावित हैं। जब तक समुचित मंच पर इस पर चर्चा करके सहमति न बने, बीएसईबी इन संचारण लाइनों की लागत वहन करने की स्थिति में नहीं होगा। इसके परिप्रेक्ष्य में समुचित लागत शेयरिंग फार्मूला में एबीटी और विद्युत की चार्जिंग सर्विस जोड़ने की भी गणना करनी होगी।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं कि एक नए संचारण प्रभार शेयरिंग फार्मूले की जरूरत है।</p> <p>पूर्वी क्षेत्र के घटक जो अपनी अधिशेष बिजली निर्यात करने के लिए संचारण प्रणाली का उपयोग करेंगे, उन्हें संचारण प्रभार का समुचित भाग शेयर करने की जरूरत होगी जिससे जो इस अंतरण में प्रतिभागी नहीं है उन्हें बढ़ती हुई संचारण प्रणाली के लिए अतिरिक्त प्रभार का बोझ न सहना पड़े। विकल्पतः पूर्वी क्षेत्र के बाहर के विद्युत आयातकर्ता दीर्घावधिक पीपीए के आधार पर पूर्वी क्षेत्र में संचारण प्रणाली के लिए संचारण प्रभारों को शेयर कर सकेंगे।</p>

### हिमाचल प्रदेश राज्य विद्युत बोर्ड

**संदर्भ : मुख्य अभियंता (एसपी) से एचपीएसईबी का दिनांक 24.10.2005 का पत्रांक एचपीएसईबी/सीई(एसपी)/डीबी-डब्ल्यू-126**

एचपीएसईबी ने कोल बांध, पार्वती-II, पार्वती-III, चमेरा-III, रामपुर तथा हिमाचल प्रदेश में भावी जल विद्युत उत्पादन परियोजनाओं के लिए निष्क्रमण प्रणाली पर संचारण प्रस्तावों पर एवं संबंधित प्रणाली सुदृढीकरण कार्यक्रमों पर अपनी टिप्पणियाँ/सुझाव दे चुका है। योजना प्रलेख की पुनरीक्षा करते समय क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के संबंध में उनके सुझावों पर विचार किया जा चुका है। विद्युत प्रणाली आयोजना पर स्थायी समिति में जब प्रत्येक योजना के कार्यक्षेत्र की पुष्टि की जाएगी, तब 220 के.वी. बेज इत्यादि के प्रावधान संबंधी उनके सुझावों पर और चर्चा की जाएगी।

उत्तरांचल विद्युत संचारण निगम लि.
संदर्भ : प्रबंध निदेशक से दिनांक 10.10.2005 का पीटीसीयूएल का पत्रांक 340/एमडी/पीटीसीयूएल/संचारण कार्यक्रम 2006-07/के.वि.प्रा.
उत्तरांचल में 400 के.वी., 220 के.वी और 132 के.वी. के संचारण प्रस्तावों पर पीटीसीयूएल अपनी टिप्पणियां/सुझाव दे चुका है। योजना प्रलेख को संशोधित करते समय उनके जो सुझाव क्षेत्रीय संचारण प्रणाली के अंग थे, उन पर विचार किया जा चुका है।

राजस्थान राज्य विद्युत प्रसारण निगम लि.
संदर्भ : अध्यक्ष तथा प्रबंध निदेशक से दिनांक 19.10.2005 का आरवीपीएन का पत्रांक आरवीपीएन/सीएमडी/पीएस आईडी/सं0 856
<p>1. के.वि.प्रा. द्वारा प्रारूप राष्ट्रीय नीति-संचारण तैयार करने में किए गए प्रयासों की हम भूरि-भूरि प्रशंसा करते हैं। इससे विशेषकर पूर्वोत्तर एवं उत्तरी क्षेत्र में उत्पादन संभावनाएं सुसज्जित करने के लिए संचारण प्रणाली के समन्वित विकास में सुविधा होगी। राष्ट्रीय ग्रिड एवं सशक्त अंतर-क्षेत्रीय संचारण के विकास से विभिन्न क्षेत्रों में प्रचलित लोड मांग के अनुसार अधिशेष विद्युत के हस्तांतरण में बहुत सहायता मिलेगी।</p> <p>प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण के विभिन्न खण्डों के संदर्भ में हमारा प्रेक्षण/सुझाव इस प्रकार है-</p> <p><b>वृद्धि के लक्ष्य (खण्ड 2.2)</b></p> <p>खण्ड 2.2(5) और 2.2(2) में व्यापार के लिए गैर विभेदकारी खुली पहुंच उपलब्ध कराने हेतु प्रणाली को मजबूत करने को रेखांकित किया गया है। मुक्त पहुंच एवं व्यापार के लिए अतिरिक्त क्षमता के प्रावधान से अत्यधिक बहुलता का विकास होगा जिससे दीर्घावधिक लाभार्थियों पर संचारण प्रभार की दर उच्च होने की घटनाएं होंगी।</p> <p>जहां मांग 300 मे.वा. से अधिक है (खण्ड 2.2 (13) ऐसे सभी स्थानों पर क्षेत्रीय ग्रिड केन्द्रों (गरीयतः 400 के.वी.एस./एस.) के विकास में प्रमुख लोड केन्द्रों को विद्युत आपूर्ति की गुणवत्ता एवं विश्वसनीयता में सुधार होगा। यह सुझाव है कि राज्य संचारण संगठनों द्वारा निर्मित 400 के.वी. के ग्रिड स्टेशनों को भी क्षेत्रीय ग्रिड का भाग माना जाए बशर्ते के.वि.प्रा. की स्थायी समिति इसे अनुमोदित कर दे।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>जैसा कि पैरा 2.2 (5) में कहा गया है, विद्युत के व्यापार के कारण विद्युत के प्रवाह के लिए, प्रणाली का विकास, जो भावी संचारण योजना में घटित होगी, ऐसी योजना बनाई जाएगी। इस प्रकार, दीर्घ अवधि में, संचारण क्षमताओं का पर्याप्त प्रयोग होगा फलतः संचारण प्रभार न्याय संगत होंगे।</p> <p>टैरिफ उद्देश्यों के लिए राज्य संचारण संगठनों के 400 के.वी. के ग्रिड उप-केन्द्रों को क्षेत्रीय ग्रिड का हिस्सा मानने का प्रस्ताव क्षेत्रीय विद्युत समिति और सीईआरसी में भी उठाया जा सकता है।</p>
2.	<p><b>राष्ट्रीय ग्रिड का विकास (खण्ड 5.3)</b></p> <p>10वीं योजना में राष्ट्रीय ग्रिड के विकास हेतु अंतःक्षेत्रीय संचारण क्षमताओं की पहचान की गई है। 11वीं योजना के लिए भी ऐसी ही पहचान किए जाने की जरूरत है। पूरे क्षेत्र में लागत प्रभावी विद्युत संचारण सुविधा के लिए राष्ट्रीय ग्रिड के भाग के रूप में पहचानी गई संचारण प्रणालियों के कार्यान्वयन को उच्चतर प्राथमिकता देने की जरूरत है। एक राष्ट्रीय डाक टिकट पद्धति के अंतर्गत राष्ट्रीय ग्रिड के लिए समान टैरिफ होना चाहिए। समुचित संचारण क्षमता तथा संबद्ध संचारण प्रणाली के विकास के बाद दूरी और प्रवाह की दिशा पर आधारित संचारण टैरिफ को नए उत्पादन क्षमता में पसंद को इंगित करने और उपलब्ध संचारण क्षमता के इष्टतम उपयोग के लिए शुरू किया जा सकता है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>इस संशोधित प्रलेख में राष्ट्रीय ग्रिड के विकास पर एक अध्याय शामिल किया गया है</p> <p>राष्ट्रीय ग्रिड के लिए एक समान डाक टिकट टैरिफ से नयी उत्पादन क्षमता पसंद विकृत होगी और उससे गैर इष्टतम विकास होगा। अतः यह जरूरी है कि राष्ट्रीय टैरिफ की पहली ही डिजाइन में दूरी और दिशात्मक संवेदनशीलता का कारक शामिल हो।</p>

<p><b>गुजरात ऊर्जा संचारण निगम लि.</b></p>	
<p><b>संदर्भ : उपाध्यक्ष (परियोजना) से दिनांक 27.10.2005 का जीईटीसीओ का पत्रांक वीपी (परियोजना)एसई-1/ प्रणाली/3860</b></p>	
1.	<p>जेटको ने नेटवर्क में कुछ विसंगतियों/परिवर्धनों/विलोपनों के संदर्भ में कई सुझाव दिए हैं जैसा कि प्रारूप एनईपी-संचारण के अध्याय 5 और 6 में दिया गया है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>इस संशोधित राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण के प्रलेख में इस सुझावों पर समुचित विचार किया गया है।</p>

## छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत बोर्ड

**संदर्भ :** मुख्य अभियंता (संचारण) से दिनांक 2.9.2005 का सीएसईबी का पत्रांक सीई टीआर./सीएसईबी/सीईए/2081

1. पश्चिमी क्षेत्र के संदर्भ में अध्याय-4, पृष्ठ 2 पर शीत, मानसून और ग्रीष्म के मौसम में प्राक्कलित और सुझाई गई अधिकतम मांग और गैर-अधिकतम मांग इस प्रकार है :

परिदृश्य	दिए गए के अनुसार उच्चतम की मांग % के रूप में	सुझाए गए के अनुसार उच्चतम मांग % के रूप में
शीत शीर्ष	100%	100%
शीत गैर-शीर्ष	65%	70%
मानसून शीर्ष	90%	80%
मानसून गैर-शीर्ष	65%	65%
ग्रीष्म शीर्ष	100%	100%
ग्रीष्म गैर-शीर्ष	70%	80%

1. इन तथ्यों को देखते हुए कि पश्चिमी क्षेत्र विद्युत की कमी वाला क्षेत्र है, अतः दिन की अर्ध/शीर्ष के दौरान विद्युत आपूर्ति की अनुपलब्धता की क्षतिपूर्ति के लिए, सिंचाई भार या कूलिंग जैसे भार रात के दौरान/गैर-शीर्ष घंटों में भी पड़ते हैं, शीत एवं ग्रीष्म के मौसम में गैर-शीर्ष मांग बढ़ाने का सुझाव दिया गया है। मानसून का शीर्ष प्रायः 80% तक निपट जाता है, 90% पर नहीं।

2. उसी तरह अच्छे ताप सेटों की उत्पादन उपलब्धता शीत के लिए 85% मानसून के लिए 75% और गरमी के लिए 80% लिया गया है। उत्पादन सेटों का वास्तविक निष्पादन तथा मानसून के दौरान वार्षिक मरम्मत के लिए सेटों के आउटेज के आधार पर इस पर पुनर्विचार की जरूरत है। अतः उत्पादन उपलब्धता को संशोधित करके जाड़े के लिए 80% तथा मानसून के लिए 70% कर देना व्यावहारिक लगता है।

3. यह देखा गया है कि पूर्वोत्तर क्षेत्र में जल/ताप मिश्रण के बावजूद कम जल/ताप मिश्रण उत्पादन के लिए मानसून और गरमी की उपलब्धता को एक समान लिया गया है।

### प्रतिक्रिया

विभिन्न मौसमों/दिन के प्रहरों के दौरान उत्पादन और मांग का सामान्य प्रतिशत संचारण आवश्यकता के मूल्यांकन के लिए उपलब्धता और मांग के समग्र आकलन के लिए है।

सुझावों तथा आंकड़ों के और विश्लेषण के आधार पर संशोधित अनुमान के लिए अंगीकृत सामान्य प्रतिशतों में कुछ परिवर्तन किया गया है, जो कि इस प्रलेख के अध्याय 5 में दिया गया है।

2. पश्चिमी क्षेत्र उच्चतम मांग वृद्धि का अनुभव कर रहा है, अतः 7.5 की वृद्धि प्रवृत्ति तर्कसंगत है और संचारण आयोजना को केवल 51770 मे.वा. की मांग गणना पर करने की जरूरत है।

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>8% वृद्धि लेकर प.क्षे. की मांग अनुमान को संशोधित किया गया है ।</p>
3.	<p>सीएसईबी ने छत्तीसगढ़ में विभिन्न उत्पादन परियोजनाओं से जुड़े कुछ संचारण प्रणालियों के संदर्भ में कई सुझाव दिए हैं तथा नेटवर्क में अधिजोड़/विलोपन के भी सुझाव दिए हैं जैसा कि 10वीं और 11वीं योजना संचारण कार्यक्रमों के लिए प्रारूप एनईपी-संचारण के अध्याय 5 और अध्याय 6 में दिया गया है ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण पर इस प्रलेख को संशोधित करते समय इन सुझावों पर समुचित विचार किया गया है ।</p>
4.	<p>पारेषित विद्युत की मात्रा और शामिल दूरी को देखते हुए एचवीडीसी संचारण 765 ए.सी. तथा उच्चतर संचारण राष्ट्रीय ग्रिड विकसित करने के लिए बेहतर विकल्प हो सकते हैं । राष्ट्रीय प्रणाली की रीढ़ के रूप में 400 के.वी. नेटवर्क अति प्रयुक्त/अति भारित हो चुके हैं । उच्चतर वोल्टेज संचारण के सीमित परिपथ की तुलना में 400 के.वी के कई परिपथ अंततः ज्यादा जगह और कॉरिडोर घेरते हैं ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>सभी विकल्पों यथा एचवीडीसी, 765 के.वी. तथा 400 के.वी. पर विचार करके ही नेटवर्क विस्तार को ईष्टतम किया गया है ।</p>
5.	<p>विद्युत अधिनियम, 2003 ने आबद्ध विद्युत उत्पादन और लाइसेंस मुक्त विद्युत उत्पादन को प्रोत्साहित किया है । बड़ी संख्या में उपभोक्ता, स्थानीय लाइसेंसी को या मुक्त पहुंच व्यवस्था के माध्यम से दूर के उपभोक्ताओं को बिजली बेचने के लिए अधिशेष क्षमता वाले आबद्ध विद्युत संयंत्र स्थापित कर रहे हैं । संचारण आयोजना मानदण्डों में इस पहलू पर भी ध्यान देना होगा । इस उद्देश्य के लिए अंतर-राज्य/अंतःराज्य संचारण प्रणाली में पर्याप्त मार्जिन उत्पन्न करना होगा ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>सीसीपीज जो पुष्ट संचारण क्षमताएं चाहती हैं, उन्हें दीर्घावधिक मुक्त पहुंच वाली संचारण क्षमता खोजने की जरूरत होगी, जिसके आधार पर अंतर-राज्य एवं अंतःराज्य नेटवर्क में वांछित संचारण सुदृढीकरण की योजना कार्यक्रम बनाया जाएगा और फिर उस पर अमल किया जाएगा ।</p> <p>अल्पावधिक मुक्त पहुंच के लिए, संचारण प्रणाली में अंतर्निहित प्रचालनात्मक मार्जिन को गैर-पुष्ट आधार पर प्रयोग किया जा सकता है । सभी संभावित अल्पावधिक मुक्त पहुंच को अतिरिक्त मार्जिन देना लागत प्रभावी हल नहीं होगा ।</p>

6.	ऐसे छोटे देशों द्वारा अपनाया गया राष्ट्रीय संचारण दर्शन जिनका लोड संकेद्रित है या ऐसे देशों जिनका क्षेत्रफल बड़ा है, लेकिन जनसंख्या घनत्व कम है और चारागाह विस्तृत हैं, जनसंख्या विहीन या जोत-विहीन भूमि है, हमारे देश के लिए उपयुक्त नहीं होगा जो सघन रूप से बसा है, खेतीवाली अच्छी भूमि है और वन-आच्छादित क्षेत्र पर्याप्त है। यदि विद्युत जोन को राज्य की सीमा के संदर्भ में न बनाकर विद्युत (उत्पादन) और लोड जनसंख्या (लोड घनत्व) के संदर्भ में बनाया जाए तो यह ज्यादा कारगर होगा। इष्टतम लाभ के लिए ईंधन के परिवहन और विद्युत के परिवहन में संतुलन बनाना चाहिए।
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सामान्यतः इस अभियुक्ति के साथ इस विचार से सहमत हैं कि जोनल टैरिफ की डिजाइन राज्य की सीमाओं (या छोटे राज्यों के मामले में राज्यों के गुच्छे) के संदर्भ में परिभाषित जोन का विचार अच्छा है।</p>

<b>आंध्र प्रदेश संचारण निगम लि. (एपीट्रांसको)</b>	
संदर्भ :	अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक से एपीट्रांसको का दिनांक 01.10.2005 का पत्रांक सीई (प्लानिंग)/ईएमई-III (टीएसएससी)/फा. संख्या टीपी/421/05
1.	<p><b>दक्षिणी-पूर्वी क्षेत्र :</b> वर्तमान में दक्षिणी क्षेत्र, पूर्वी क्षेत्र एवं पश्चिमी क्षेत्र से नीचे दिए गए ब्यौरे के अनुसार जुड़ा हुआ है :-</p> <p>क. 4x 500 मे.वा. तलचर की समर्थित निष्क्रमण सुविधा # 3 से 6 जो 2000 मे.वा. के बराबर है। वाया तलचर-कोलार एचवीडीसी बाई पोल। वर्तमान भार 1500 मे.वा.।</p> <p>ख. इस संपर्क पर उत्पन्न आकस्मिकताएं हैं :</p> <p>(i) सिंगल पोल आउटेज धात्विक रिटर्न के साथ तथा विद्युत प्रवाह 1000 मे.वा. तक सीमित एवं सिंगल पोल आउटेज अर्थ रिटर्न मोड के साथ और विद्युत प्रवाह 450 मे.वा. तक सीमित जो कर्नाटक प्रणाली की बाध्यताओं के कारण और सीमित होकर 150 मे.वा. हो जाता है।</p> <p>(ii) क्षेत्रों के बीच विद्युत के विनिमय के प्रहस्तन के लिए इस लिंक के लिए बहुलता नहीं है।</p> <p>(iii) दक्षिणी और पूर्वी क्षेत्र के बीच 1000 मे.वा. गाजुवाका लिंक पर भार वर्तमान में कम है। यदि गाजुवाका में 500 मे.वा. के तीसरे पोल की योजना बनाई जाए तो एक पोल द.क्षे.-पू.क्षे. के बीच अंतर-क्षेत्रीय संपर्क का काम कर सकता है। गाजुवाका के शेष दो पोलों का प्रयोग तलचर (द.क्षे.) विद्युत को इवैकुएट करने के लिए 1000 मे.वा. विद्युत इवैकुएट करने हेतु रिडंडेंट पथ के रूप में किया जा सकता है। इसके लिए पूर्वी क्षेत्र में बलरामपुर के पास 400 के.वी. की प्रणाली को सशक्त करना होगा। एसआरएलडीसी तकनीकी-आर्थिक अध्ययन करके, द.क्षे. के सभी घटकों को परिचालित कर सकता है, क्योंकि गाजुवाका एचवीडीसी प्रणाली पर अतिरिक्त 500</p>

	<p>मे.वा. इजेक्ट करने से आ.प्र. प्रणाली में 220 के.वी. का नेटवर्क कंसेस्ट हो जाएगा ।</p> <p>ग. 2x 500 मे.वा. एचवीडीसी जेपोर-गाजुबाका लिंक दूसरी सुविधा है । वर्तमान में इस प्रणाली पर 300 मे.वा. बिजली हस्तांतरित की जाती है जिसमें पूर्वी क्षेत्र से तमिलनाडु की कयामकुलम विद्युत केंद्र से बिजली प्राप्त करने के लिए विशेष आर्बटन के रूप में 180 मे.वा. बिजली शामिल है ।</p> <p>घ. पू.क्षे. में द.क्षे. के लिए नई परियोजनाएं- एनएलसी की 2000 मे.वा. एल.बी. घाटी परियोजना एक नई परियोजना है जिसके लिए एलबी घाटी को हैदराबाद के पास जो एक प्रमुख लोड केंद्र है, किसी सुविधाजनक एचवीडीसी से जोड़ने के लिए 2000 मे.वा. एचवीडीसी बाई पोल के रूप में पर्याप्त समर्थित नई क्षमता की जरूरत है । चूंकि पूर्वी क्षेत्र विद्युत के मामले में पहले से ही अधिशेष है तथा ताला से जल विद्युत उत्पादन की नई वृद्धि एवं पूर्वोत्तर क्षेत्र के पूर्वी क्षेत्र से संयोजन के साथ, यह उचित होगा कि द.क्षे.-पू.क्षे. के बीच वरीयतः 300 मे.वा. क्षमता का एक बाहुल्य निष्क्रमण प्रणाली हो जो अंतर-क्षेत्रीय विद्युत विनियमों के लिए लगभग 1000 मे.वा. की गुंजाइश उपलब्ध करे ।</p> <p>ङ. 100 मे.वा. क्षमता का 220 के.वी. लोवर सिलेरू-बारसूर एचवीडीसी प्रणाली देश में अनु. एवं वि. एचवीडीसी पायलेट परियोजना है और संबद्ध ए.सी. संचारण नेटवर्क बहुत पुराना है । घने जंगलों से गुजरता है । एचवीडीसी प्रणाली कार्यशील नहीं है तथा संबद्ध एसी नेटवर्क विश्वसनीय नहीं है ।</p> <p>(i) 200 के.वी. की अपर सिलेरू-बालीमेरा एसी संचारण नेटवर्क बहुत पुराना है और घने जंगलों से गुजरता है, विश्वसनीय नहीं है ।</p> <p>(ii) लोवर सिलेरू-बारसूर और अपर सिलेरू-बालीमेरा संपर्क पर विद्युत हस्तांतरण आ.प्र. में 700 मे.वा. के मौजूदा उत्पादन को बाधित कर देगा ।</p> <p>च. अतः अंतर-क्षेत्रीय विद्युत विनियम के लिए दक्षिणी और पूर्वी क्षेत्र से वास्तविक विश्वसनीय निष्क्रमण क्षमता (उत्पादन निष्क्रमण की क्षमता को छोड़कर) केवल 800 मे.वा. है ।</p>
2.	<p>II. दक्षिणी क्षेत्र-पश्चिमी क्षेत्र :</p> <p>क. 2x 500 मे.वा. रामगुंडम-चंद्रपुर एचवीडीसी संपर्क जो द.क्षे. और प.क्षे. के बीच है, प्रचालनात्मक रूप से केवल 800 मे.वा. हस्तांतरण के लिए बाधित है ।</p> <p>ख. 220 के.वी. बेलगाम-कोल्हापुर संपर्क भी विश्वसनीय संपर्क नहीं है ।</p> <p>ग. दक्षिणी क्षेत्र के पास देश में सर्वोच्च जल विद्युत क्षमता है तथा द.क्षे. में मौसमी आधिक्य का देश के अन्य कमी वाले क्षेत्रों द्वारा उपयोग नहीं किया जा सका । अतः रायचूर (द.क्षे.)-पाधगे (प.क्षे.) के बीच एसी बाईपास एचवीडीसी प्रणाली के प्रावधान के साथ 2000 मे.वा. की लचीली अतिरिक्त क्षमता के संपर्क पर विचार किया जाना है जिससे 400 के.वी.डीसी पारले-रायचूर समकालिक संपर्क की जगह दोनों क्षेत्रों के बीच विद्युत प्रवाह की सुविधा हो सके ।</p>

	<p>घ. अतः द.क्षे. और पड़ोसी क्षेत्रों के बीच मौजूद कमजोर संपर्कों को यथा प्रस्ताव सशक्त किया जाए और भार केन्द्रों के पास होने से संचारण क्षति में कमी होगी ।</p> <p>ङ. आउटेट की आकस्मिकता को पूरा करने और आवृत्ति एक्सकर्सन/पावर सर्ज/ब्राउन आउट्स/ब्लैक आउट्स या आइलैंडिंग को रोकने के लिए यह वांछनीय है कि प्रस्तावित राष्ट्रीय ग्रिड के एक सेक्शन में एचवीडीसी प्रणाली के समानांतर मेल खाती एसी संचारण प्रणाली रखी जाए ।</p>
3.	<p><b>III. पूर्वोत्तर क्षेत्र</b></p> <p>क. सासाराम (पू.क्षे.)-इलाहाबाद (उ.क्षे.) के बीच 500 मे.वा. बैक-टू-बैक एचवीडीसी लिंक तथा 220 केवी देहरी-साहूपुरी लिंक पूर्वी क्षेत्र के रास्ते द.क्षे. से उ.क्षे. में अधिशेष मौसमी विद्युत हस्तांतरण के लिए अपर्याप्त हैं और उन्हें सशक्त करने की जरूरत है । वर्तमान में उ.क्षे.-पू.क्षे. के बीच प्रभावकारी विद्युत हस्तांतरण क्षमता 650 मे.वा. तक सीमिति हो गई है ।</p> <p>ख. के.वि.प्रा. ने बिहारशरीफ (पू.क्षे.)-बलिया (उ.क्षे.) को जोड़ने के लिए 400 केवी डी/सी लाइन तथा पटना (पू.क्षे.)-बलिया (उ.क्षे.) के बीच दूसरी डी/सी लाइन का 10वीं योजना की शेष अवधि के दौरान प्रस्ताव किया था जिससे अंततः क्षमता 2400 मे.वा. हो जाएगी । 11वीं योजना के दौरान प.क्षे.-उ.क्षे. के बीच 3500 मे.वा. विद्युत हस्तांतरण क्षमता का प्रस्ताव किया गया है, जिसमें से 400 के.वी. डी/सी बाढ़ (पू.क्षे.)-बलिया (उ.क्षे.) और 765 के.वी. एकल परिपथ सासाराम (पू.क्षे.)-फतेहपुर (उ.क्षे.) एकांतिक रूप से बाढ़ टीपीएस और मैथोन टीपीएस से निष्क्रमण के लिए है और इस प्रकार क्षेत्रों (पू.क्षे.-उ.क्षे.) के बीच अधिशेष बिजली हस्तांतरण की प्रभावकारी कॉरीडोर क्षमता को सीमित करते हैं ।</p> <p>ग. उपर्युक्त क्षेत्रीय संपर्कों का शीघ्रता से कार्यान्वयन किया जाए ।</p>
4.	<p><b>IV. पश्चिमोत्तर क्षेत्र</b></p> <p>क. विंध्याचल-सिंगरौली के बीच 500 मे.वा. बैक-टू-बैक एचवीडीसी लिंक प.क्षे. के रास्ते द.क्षे. से उ.क्षे. में मौसमी अधिशेष विद्युत हस्तांतरण के लिए अपर्याप्त है और इसे सशक्त करने की जरूरत है । मालनपुर-औरैया और कोटा-उज्जैन के बीच प.क्षे.-उ.क्षे. को जोड़ने वाली 220 केवी की लाइन साकार हुई नहीं लगती । अतः वर्तमान में प.क्षे.-उ.क्षे. के बीच कारगर विद्युत हस्तांतरण 500 मे.वा. तक सीमित है ।</p> <p>ख. के.वि.प्रा. ने 10वीं योजना की शेष अवधि के दौरान आगरा (उ.क्षे.)-ग्वालियर (प.क्षे.) को जोड़ने के लिए प्रारंभ में 400 के.वी. पर प्रचालित होने वाली 765 केवी एकल परिपथ लाइन का प्रस्ताव किया था । 11वीं योजना में 765 केवी का दूसरा परिपथ प्रस्तावित था जिससे हस्तांतरण क्षमता अंततः 3500 मे.वा. हो जाती । कंकरीली (उ.क्षे.)-जैरदा (प.क्षे.) तथा आरएपीपी (उ.क्षे.)-नागदा (प.क्षे.) के बीच नयी 400 केवी डीसी लाइनें जिनमें से प्रत्येक की क्षमता 1000 मे.वा. है, प्रस्तावित हैं, । इस प्रकार 11वीं योजना के अंत तक प.क्षे.-उ.क्षे. के बीच 5500 मे.वा. की हस्तांतरण क्षमता प्रस्तावित है ।</p> <p>ग. उपर्युक्त क्षेत्रीय संपर्कों का कार्यान्वयन शीघ्रता से किया जाए ।</p>
5.	<p><b>V. 10वीं और 11वीं योजनाओं के दौरान आ.प्र. एवं दक्षिणी क्षेत्र के संचारण नेटवर्क की</b></p>



	<p><b>सारांश आवश्यकता</b></p> <p>(i) 2000 मे.वा. आईबी घाटी विद्युत परियोजना (पू.क्षे.-द.क्षे.) को इवैकुएट करने के लिए 2000 मे.वा. एचवीडीसी बाई-पोल जो आईबी घाटी के हैदराबाद के समीप सुविधाजनक एचवीडीसी केन्द्र से जुड़ी हो ।</p> <p>(ii) द.क्षे.-पू.क्षे. के बीच वरीयतः 3000 मे.वा. क्षमता की अतिरिक्त निष्क्रमण प्रणाली ।</p> <p>(iii) तलचर-कोलार प्रणाली (द.क्षे.-पू.क्षे.) के लिए एक अतिरिक्त निष्क्रमण प्रणाली ।</p> <p>(iv) रायचूर (द.क्षे.)-पादगे (प.क्षे.) के बीच 2000 मे.वा. एचवीडीसी संपर्क जिसमें एचवीडीसी प्रणाली (द.क्षे.-प.क्षे.) को बाईपास करने का प्रावधान हो ।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया (1-5)</b></p> <p>एपीट्रांसको ने पू.क्षे.-द.क्षे., प.क्षे.-द.क्षे., पू.क्षे.-उ.क्षे. और प.क्षे.-उ.क्षे. के बीच मौजूदा अंतर्-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली में कमियों का विश्लेषण कर लिया है और अंतर्-क्षेत्रीय संचारण क्षमताओं को बढ़ाने की जरूरतों को उजागर किया है । उन्होंने आ.प्र. एवं दक्षिणी क्षेत्र की संचारण प्रणाली को सशक्त करने के संबंध में भी बहुत से सुझाव दिए हैं ।</p> <p>योजना प्रलेख का संशोधन करते समय उनकी टिप्पणियों/सुझावों पर विचार किया गया । द.क्षे.-पू.क्षे. के बीच और एचवीडीसी संपर्क के संबंध में कृपया 4.8 पैरा की चर्चाएं देखें और इस संबंध में पीजीसीआईएल प्रेक्षकों पर टिप्पणियां/प्रतिक्रिया देखें ।</p>

<p><b>कर्नाटक विद्युत संचारण निगम लि.</b></p>	
<p><b>संदर्भ : मुख्य अभियंता (विद्युत-नियोजन एवं समन्वय) से केपीटीसीएल का दिनांक 22.10.2005 का पत्रांक सीईई (पी एंड सी) सीईई (प्लानिंग) ईई (पीएसएस)-2/575</b></p>	
<p>1.</p>	<p>स्थायी समिति की बैठक में हुई चर्चा के आलोक में, यह दोहराया जाता है कि दक्षिणी क्षेत्र की उच्चतम मांग को अतिरिक्त परिदृश्य को शामिल करते हुए और सुस्पष्ट किया जाए । इसके अलावा निम्नलिखित बिंदुओं को और स्पष्ट करने की तथा योजना में समुचित रूप से शामिल करने की जरूरत है ।</p> <p>ग्रीष्म उत्कर्ष में जल उपलब्धता को 70% लिया गया है । यह स्पष्ट करने की जरूरत है कि यह केवल प्रमुख जल है या कुल जल उत्पादन । प्रमुख जल सिंचाई आधारित जल उत्पादन के मामले में उपलब्धता सामान्यतः 50% से कम होती है (उदाहरण के लिए कर्नाटक में अलमाटी उत्पादन केन्द्र, स्थापित क्षमता 290 मे.वा. है लेकिन गर्मी के महीनों में केवल 15 मे.वा. उपलब्ध है) । कुल जल के मामले में, लघु जल संयंत्रों से गर्मी के महीनों में उत्पादन शून्य होगा ।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>गर्मी के दिनों में दक्षिणी क्षेत्र में उच्च लोड परिवृष्ट का अध्ययन करके संशोधित प्रलेख में शामिल कर लिया गया है।</p> <p>गर्मी के पीक घंटों में 70% तथा गर्मी के महीनों के अन्य घंटों के दौरान 40% जल उपलब्धता क्षेत्रीय उपलब्धता/मांग परिवृष्ट के समग्र आकलन के लिए है।</p>
2.	<p>मुक्त पहुँच रिजाइम के आलोक में संचारण आयोजना अभ्यास को 7.5% प्रेक्षण की जगह 16वीं ईपीएस भार पर लिया जाए जिससे उपभोक्ताओं की निर्बाध मांग को पूरा करने में राज्य/क्षेत्र में विद्युत हस्तांतरण में कोई बाधा न हो।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>29161 मे.वा. के 16वीं ईपीएस प्रेक्षण के समक्ष दक्षिणी क्षेत्र में निर्बाध उच्चतम मांग का वर्तमान स्तर 24000 मे.वा. है। निर्बाध मांग के संशोधित अनुमान की गणना मौजूदा मांग पर 8% की वृद्धि लगाकर की गई है। इसके साथ दक्षिण क्षेत्र की 2011-12 के लिए निर्बाध मांग का संशोधित प्रेक्षण 16वीं ईपीएस के 42060 मे.वा. अनुमान की जगह 38080 मे.वा. निर्धारित की गई है। इस स्तर पर, यह समुचित होगा कि 2011-12 तक 38080 मे.वा. मांग अनुमान के आधार पर संचारण प्रणाली की योजना बनाई जाए। यदि वास्तविक मांग अधिक दिखती है, तो संशोधित मांग अनुमानों के आधार पर योजना/कार्यक्रम का उन्नयन किया जा सकेगा।</p>
3.	<p>एसी संपर्कों में अकथनीय प्रवाह के डर से दक्षिणी क्षेत्र की प्रणाली को शेष देश के साथ समकालिक नहीं बनाया गया है। वास्तव में, अध्ययन से पता चलता है कि दक्षिणी क्षेत्र अपने सशक्त एचवीडीसी प्रणाली जिसमें 4000 मे.वा. क्षमता तथा उत्तम नियंत्रण है, अकथनीय प्रवाह प्रतिमान को नियंत्रित करने में सक्षम है।</p> <p>दक्षिणी क्षेत्र को शेष क्षेत्र से एकीकृत करने के लिए एसी लाइनों को अंतर-संयोजित करने से पारले से रायचूर तक का संपर्क बहुत कमजोर होगा। यह बेहतर होगा कि कोल्हापुर-नरेन्द्रा, पारले-बीजापुर इत्यादि जैसे अतिरिक्त संपर्कों का भी अध्ययन किया जाए और काम तत्काल शुरू किया जाए जिससे 11वीं योजना के अंत तक पूरी राष्ट्रीय प्रणाली एक ही आवृत्ति पर प्रचालित की जा सके तथा क्षेत्रों और राज्यों के बीच विद्युत का बाधा रहित पर्याप्त हस्तांतरण हो सके।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>इस संशोधित प्रलेख के पैरा 4.8 में दक्षिणी क्षेत्र के भारत के शेष ग्रिडों से समकालिक अंतर-संयोजन पर चर्चा सम्मिलित की गई है। इस मुद्दे पर कृपया पीजीसीआईएल की टिप्पणी और हमारी प्रतिक्रिया भी देखें।</p>
4.	<p>यह भी उल्लेख करना है कि वर्तमान मानसून सत्र के दौरान दक्षिणी क्षेत्र में अधिकतम तथा अपर्याप्त क्षमता के कारण संगठनों को अपने सस्ते उत्पादन को थर्मल मशीनों से बैक डाउन करने की बाध्यता तथा कुछ मामलों में जल के स्पिलिंग के कारण यह अपने पड़ोसी क्षेत्रों को विद्युत का निर्यात नहीं कर सका। यदि अंतर-राज्यीय क्षमताएं पर्याप्त होती तो उपलब्ध संसाधनों का इष्टतम उपयोग हुआ होता।</p>

**प्रतिक्रिया**

द.क्षे. की अधिशेष बिजली के निर्यात में बाधा, पू.क्षे. और उ.क्षे. के बीच अंतर क्षेत्रीय संचारण बाध्यताओं के कारण था। उसको सुधारने की योजना पहले से ही कार्यान्वयन/योजना के अधीन है।

**पावरग्रिड कारपोरेशन ऑफ इंडिया लि.**

**संदर्भ : ईडी (इंजीनियरिंग), पीजीसीआईएल का दिनांक 15.09.2005 का पत्रांक सी/इंजी./एसईएफ/एनईपी**

1. **प्राप्त राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण एक अच्छा संदर्भ प्रलेख है जिसे विद्युत सेक्टर के सभी पहलुओं को देखते हुए, विगत के विकास, वर्तमान प्रगति और संचारण में भावी आवश्यकताओं को ध्यान में रखते हुए तैयार किया गया है। अतः राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण, विद्युत सेक्टर के विकास को सही दिशा देने में लंबे समय तक एक ठांचा उपलब्ध कराता रहेगा। फिर भी, योजना को अंतिम रूप देते समय निम्नलिखित पहलुओं पर भी विचार किया जाए। योजना में यह प्रस्ताव है कि 11वीं योजना के अंत तक (2011-12) दक्षिण क्षेत्र को राष्ट्रीय विद्युत ग्रिड से समकालिक संपर्क से जोड़ा जाए। इसके लिए पारली (प.क्षे.) और रायचूर (द.क्षे.) के बीच 400 केवी डीसी की लाइन प्रस्तावित है। इस संदर्भ में हमारा प्रेक्षण इस प्रकार है :**

सन् 2006 तक, ताला संचारण प्रणाली के प्रारंभ होने के साथ पू.क्षे./पूर्वोत्तर क्षेत्र, उ.क्षे., प.क्षे. समकालिक मोड में प्रचालित होंगे, और 80,000 मे.वा. क्षमता के साथ एक बड़े एकल ग्रिड का निर्माण करेंगे। दक्षिणी क्षेत्र का पू.क्षे./पूर्वोक्षे., उ.क्षे., प.क्षे. के संयुक्त ग्रिड से समकालिक संयोजन ग्रिड के साइज को और बढ़ायेगा जिससे प्रचालनात्मक समस्याएं खड़ी होंगी। इस संबंध में यह उल्लेखनीय है कि विश्व में बहुत बड़े ग्रिड आपरेटरों ने इसकी सुरक्षा, निरापदता और ग्रिड की स्थिरता के बारे में व्यवधानों के प्रसार को रोकने के लिए चिंता प्रकट की है और इसकी प्रभावकारिता के बारे में परीक्षण किए हैं। असफलता/ब्लैक आउट के मामले में ग्रिड का द्वितीय भाग समर्थन उपलब्ध कराने में प्रयोग हो सकता है।

इसके अलावा, द.क्षे. ग्रिड वर्तमान में 400 मे.वा. (शीघ्र ही 4500 मे.वा. हो जाएगा) एचवीडीसी संपर्क से जुड़ा है, अतः भारतीय ग्रिड के एक भाग के द्वितीय स्वरूप में प्रचालित बने रहने का अवसर है जिससे भारतीय ग्रिड के शेष भाग के समकालिक मोड में सुरक्षित, निरापद और स्थिर प्रचालन में सुविधा होगी। इससे प्रमुख ग्रिड असफलता के मामले में भी यह ब्लैक आउट शुरू करने में सहायक होगा।

उपर्युक्त के परिप्रेक्ष्य में, यह प्रस्ताव है कि द.क्षे. को एचवीडीसी संपर्कों के माध्यम से अन्य क्षेत्रों से अंतर-संयोजित रखा जाए। फिर भी, 12वीं योजना के दौरान, अर्जित अनुभव के आधार पर तथा विद्युत हस्तांतरण आवश्यकताओं तथा सशक्त एवं सुरक्षित विद्युत

	<p>अवसंरचना रखने हेतु नई प्रौद्योगिकियों के कार्यान्वयन के आधार पर दक्षिणी क्षेत्र को समकालिक करने की योजना बनाई जा सकती है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>11वीं योजना अवधि के दौरान दक्षिण क्षेत्र को भारत के शेष ग्रिडों से समकालिक एकीकृत करने के कार्यक्रम पर विचार किया गया है। इस पर निर्णय लिया जाना है। मुझे यह है कि एकीकृत प्रणाली में संभावित वृहत क्षेत्र ग्रिड व्यवधान से अखिल भारतीय ग्रिड प्रणाली के तीव्र पुनःस्थापन पर विचार करने की जरूरत है। इसे या तो द.क्ष. को एसिनक्रोनस मोड में अंतर-संयोजन जारी रखकर और द.क्ष. तथा प.क्ष. के बीच अतिरिक्त संचारण क्षमता को एचवीडीसी बैक-टू-बैक से या पारली/शोलापुर (प.क्ष.)-रायचूर (द.क्ष.) में पहचाने गए एक केन्द्रीय स्थान पर अन्य एचवीडीसी/एचवीडीसी बैक-टू-बैक संयोजनों से समर्थित समकालिक संयोजन रखकर प्राप्त किया जा सकता है। यह निर्णय लिया गया है कि एकीकृत उत्तरी ग्रिड और केन्द्रीय (पू.क्ष.+पूर्वो.क्ष.+प.क्ष.) ग्रिड प्रणाली के प्रचालन से अनुभव प्राप्त करके इस पर निर्णय लिया जाए।</p>
2.	<p>कई समकालिक अंतर-क्षेत्रीय संचारण संपर्कों से बने बड़े समकालिक ग्रिड के प्रचालन के लिए हाई ओवर लोडिंग से बचने के लिए केवल अंतर-क्षेत्रीय संपर्कों पर नहीं बल्कि संपर्कों के दोनों छोरों के नेटवर्क पर विभिन्न नियंत्रण विशेषताओं और विद्युत प्रवाह के सघन निगरानी की जरूरत होगी। बड़े आकार के समकालिक ग्रिड के प्रचालन में पर्याप्त नियंत्रण विशेषता/उपकरण और अनुभव की जरूरत होगी जैसा कि परवर्ती पैरा में दिया गया है।</p> <p>चूंकि यह देश भौगोलिक रूप से बहुत बड़ा है और प्रगामी रूप से यह विद्युत प्रणाली प्रचालन में एक क्षेत्र हो जाएगा। गुणवत्तायुक्त विद्युत के परिदान हेतु ग्रिड को सुरक्षित, विश्वसनीय और स्थिर तरीके से प्रचालन के लिए तीन मुख्य लक्ष्यों के साथ स्मार्ट पावर डेलीवरी सिस्टम की जरूरत है :</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>विद्युत परिदान प्रणाली के निष्पादन और सुदृढ़ता को गतिशील रूप से इष्टतम करना।</li> <li>विद्युत परिदान प्रणाली में व्यवधानों के प्रति ऐसी शीघ्रता से प्रतिक्रिया करना कि प्रभाव न्यूनतम हो।</li> <li>व्यवधान के बाद स्थिर प्रचालन क्षेत्र के लिए विद्युत परिदान प्रणाली को प्रभावी रूप से पुनःस्थापित करना।</li> </ol> <p>चुस्त विद्युत परिदान प्रणाली विकसित करने की दिशा में पहला कदम है वास्तविक समय में प्रणाली वर्तमान स्थिति की निगरानी और विश्लेषण की क्षमता, चाहे प्रारंभिक लक्षणों को पहचान कर समस्या की प्रत्याशा करके या पहले उत्पन्न हो चुके व्यवधानों पर तुरंत कार्रवाई करके। चुस्त विद्युत परिदान प्रणाली में निम्नलिखित अत्याधुनिक विशेषताएं होंगी, यथा-</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>विद्युत इलेक्ट्रॉनिक आधारित नियंत्रक-वास्तविक और प्रतिक्रियात्मक विद्युत प्रवाह के परिमाण और दिशा को नियंत्रित करने के लिए।</li> <li>स्वतःचंगाई क्षमताएं- जैसे ही संसाधन उपलब्ध हो जाएं, विद्युत प्रणाली को धीरे-धीरे अपनी सामान्य अवस्था में वापस लाने के लिए।</li> </ul>

- व्यापक क्षेत्र मापन प्रणाली- आवश्यक निगरानी एवं नियंत्रण प्रकार्य उपलब्ध कराना और प्रणाली पुनःस्थापना के लिए सूचना की उपलब्धता सुधारना ।
- प्राकृतिक आपदा एवं आक्रमण के प्रति सुभेद्यता को कम करने हेतु प्रौद्योगिकी- ऐसी उन्नत सुरक्षा प्रौद्योगिकियां स्थापित करना जो प्राकृतिक आपदा या आक्रमण की दशाओं में ग्रिड असफलताओं को रोकने के लिए सुरक्षा मुद्दों की श्रृंखला को पूरी करते हैं, जो मूल्यांकन करता है, सुभेद्यता को प्राथमिकताएं देता है और प्रतिस्नात्मक उपाय करता है जैसे ऐसी ही एक प्रौद्योगिकी फास्ट सिमुलेशन एंड माडलिंग है ।
- संभावित सुभेद्यता मूल्यांकन- सुरक्षा जोखिमों को पहचानने और महत्वपूर्ण सुभेद्यताओं को प्राथमिकता देने के लिए ।
- अनुकूलनीय द्वीपीकरण योजना- विद्युत ग्रिड में स्वतः पर्याप्त द्वीपों की रचना के लिए जैसा कि पश्चिमी देशों में सर्वोत्तम ट्रेल बनाने के लिए अपनाया गया है । अतः भारतीय विद्युत सेक्टर में फील्ड ट्रायल के लिए अंतर्राष्ट्रीय अनुभवों के मूल्यांकन की और कार्यान्वयन के लिए परवर्ती कार्यक्रम की जरूरत है ।

पश्चिमी देशों में ये योजनाएं फील्ड ट्रायल है, अतः अंतर्राष्ट्रीय अनुभवों के मूल्यांकन की और कार्यान्वयन के लिए परवर्ती कार्यक्रम की जरूरत है । यह उल्लेखनीय है कि बड़ी संख्या में ऐसी अंतर-संयोजनों की किसी समकालिक ग्रिड में अंतर्राष्ट्रीय एकीकरण से, विद्युत नियामक और विद्युत प्रवाह नियंत्रण की उपलब्धता के बिना समकालिक ग्रिड को वापस सामान्य दशा में पुनःस्थापित करना बहुत कठिन होगा । अंतर्राष्ट्रीय प्रचालकों के वर्तमान ब्लैक आउट्स के मामले में समकालिक ग्रिडों की पुनःस्थापना के अनुभव नीचे दिए गए हैं :

देश	व्यवधान	पुनःस्थापना समय
यूएसए*	अगस्त, 03	72 घंटे
कनाडा	अगस्त, 03	72 घंटे
स्वीडन	सितंबर, 03	19 घंटे
डेनमार्क	सितंबर, 03	19 घंटे
इटली	सितंबर, 03	18 घंटे
यू.के.**	अगस्त, 03	3 घंटे

\* 1965-1999 के दौरान यूएसए में कई प्रमुख ग्रिड असफलता की घटनाएं हुईं । यह उल्लेखनीय है कि चीन सहित कई विकसित देशों में ग्रिड असफलता की कई घटनाएं हुई हैं और यह प्रवृत्ति बढ़ती जा रही है ।

\*\* यह ध्यातव्य है कि लंदन जैसे शहर में भी ग्रिड असफलता के बाद ग्रिड पुनःस्थापना में लगभग तीन घंटे लगे ।

उपर्युक्त से तथा अनुबंध-1 में दिए गए अनुलग्नक से यह देखा जा सकता है कि भीषण बाढ़, तूफान, मानवीय भूल जैसे प्राकृतिक कारक तथा संबद्ध उपस्कर असफलता पूर्व निपटान योग्य कारकों यथा अपर्याप्त डिजाइन, अनुक्षण में या परीक्षण प्रक्रियाओं में कमी तथा अक्षम प्रणाली सुरक्षा योजनाओं के साथ मिलकर विद्युत प्रणाली की पूर्ण असफलता को जन्म देते हैं । यह स्थिति वहां पैदा हो रही है जहां ग्रिड स्थिर और सुरक्षित हैं, तथा विद्युत मांग में वृद्धि कम है । भारत में विशेषकर विद्युत अवसंरचना में संचार नेटवर्क और

	विद्युत क्षेत्र में निजी मालिकारी में ऐसी घटनाओं को टाला नहीं जा सकता। विद्युत सेक्टर बहुत तेज गति से बढ़ रहा है साथ ही सुधार भी हो रहे हैं जिसके लिए बड़े ग्रिड के स्थिर और सुरक्षित तरीके से प्रचालन के लिए कुछ समय की जरूरत होगी।
	<b>प्रतिक्रिया</b> हम सहमत हैं।
3.	राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण के लिए आयोजना मानदण्ड निर्धारित करने के संबंध में निम्नलिखित पर विचार किया जा सकता है -  (i) 132 के या ऊपर के प्रत्येक ईएचवी उप-केन्द्र की योजना ऐसे बनाई जाए कि उसमें दो ट्रांसफार्मर हो जिससे एक ट्रांसफार्मर की असफलता से उस क्षेत्र की विद्युत आपूर्ति प्रभावित न हो। इसे राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण में स्पष्ट रूप से रखा जाए।  (ii) बड़े उत्पादन परिसर (3000 मे.वा. या ऊपर) और मल्टी लाइन कारीडोर (3 लाइनें या इससे अधिक) के लिए एन-2 मानदण्ड के अतिरिक्त 2000 मे.वा. या ऊपर की विद्युत मांग वाले बड़े शहर भी विश्वसनीय और गुणवत्तायुक्त विद्युत आपूर्ति के लिए एन-2 मानदण्ड अपनाएं।  (iii) बड़ी संख्या में अंतर-संयोजनों पर विचार करते हुए, आयातक क्षेत्र में बड़ी मशीन के आउटलेज के साथ संबंधित क्षेत्रों के बीच एक एससी अंतर-क्षेत्रीय लाइन पर भी विचार किया जाए और ऐसी घटना होने पर अंतर-क्षेत्रीय क्षमता अपर्याप्त होगी।
	<b>प्रतिक्रिया</b> पैरा 3.8 के अंतर्गत ये सुझाव (13), (14) और (15) पर शामिल किए गए हैं।
4.	<b>11वीं योजना अध्ययनों का प्रेक्षण-</b> हिरमा उत्पादन परियोजना के साथ हिरमा-सिपत और हिरमा-रामपुर 400 के.वी. डीसी लाइन दर्शाई गई है। यदि हिरमा उस समय तक साकार नहीं होता, तो पू.क्षे. और प.क्षे. के बीच वांछित संचारण कॉरीडोर के पुनः मूल्यांकन की जरूरत होगी। अतः इसके समुचित समाधान की जरूरत है।
	<b>प्रतिक्रिया</b> जैसाकि वृद्धि उद्देश्य (4) में दिया गया है, उत्पादन में वास्तविक विकास, कार्यक्रम से भिन्न हो सकता है, अतः संचारण विकास कार्यक्रम की समय-समय पर तदनुसार गणना करनी होगी।

नेशनल थर्मल पावर कारपोरेशन लि.	
संदर्भ : सामान्य प्रबंधक (नैगम आयोजना) से 7.10.2005 का एनटीपीसी का पत्र	
1.	आयोजना के लिए मानदण्ड :

	<p>(i) नेटवर्क के विस्तार की योजना और कार्यान्वयन प्रत्याशित जरूरतों को ध्यान में रखकर किया जाना चाहिए जो उत्पादन क्षमताओं और मांग परियोजनाओं के पूर्णतः उद्घरण पर आधारित प्रणाली पर आकस्मिक होंगे। नेटवर्क विस्तार के लिए लाभार्थियों से पूर्व-अनुबंध एक पूर्व-शर्त नहीं होनी चाहिए जैसा कि इस प्रलेख के खण्ड 2.1.2(ग) में प्रेक्षित है। राष्ट्रीय विद्युत नीति भी कहती है कि “नेटवर्क विस्तार के लिए लाभार्थियों से पूर्व-अनुबंध एक पूर्व-शर्त नहीं होगी।” प्रलेख को ऐसी उपयुक्त प्रणाली के विकास की अनुशंसा करनी चाहिए जिससे अंतर-राज्यीय संचारण परियोजनाओं को और तेज दर से लिया जा सके। यदि जरूरी हो तो संचारण प्रणाली के विकास के लिए उपकरण/प्रभार के माध्यम से एक निधि बनाई जा सकती है। दीर्घावधिक या अल्पावधिक मुक्त पहुंच प्रभारों से वसूल किए गए संचारण प्रभारों से इस निधि की क्षतिपूर्ति की जा सकती है।</p> <p>(ii) सभी केन्द्रीय उत्पादन केन्द्र सीटीयू प्रणाली से जुड़े होने चाहिए। इससे यह सुनिश्चित होगा कि किसी कारण से यदि लाभार्थी स्टेशन के पूरे उत्पादन को नहीं ले पा रहे हों तो उत्पादन सुविधा अप्रयुक्त न हो जाए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>संचारण प्रणाली के लिए उपकरण/प्रभार का अधिरोपण एक नीतिगत मुद्दा है और हमारा विचार है कि ऐसी अनुशंसा करना इस प्रलेख के विषय क्षेत्र से परे है। वर्तमान परिप्रेक्ष्य में, संचारण प्रणाली का विकास प्रतिबद्ध दीर्घावधिक संचारण प्रभारों के तंत्र के माध्यम से निवेश पर वसूली का आश्वासन लेता है।</p> <p>विद्युत की बिक्री/खरीद के लिए दीर्घावधिक द्विपक्षीय अनुबंध पर विचार करते हुए संचारण प्रणाली को इष्टतम करने की जरूरत है। चूंकि संचारण प्रणाली की आयोजना पर्याप्त विश्वसनीयता से की गई है उसमें सन्निहित गुंजाइश है जिसका अल्पावधिक अंतरणों के लिए उपयोग किया जा सकता है। इसमें ऐसे लाभार्थी की बिजली परावर्तित करना शामिल है जो अपने हिस्से की बिजली लेने में असफल रहता है। यथा विनिर्दिष्ट मानदण्ड की आयोजना से इसके लिए पर्याप्त गुंजाइश रहेगी। तथापि विनिर्दिष्ट डिजाइन से ऐसे प्रत्यावर्तनों के लिए निर्बाध संचारण उपलब्धता सुनिश्चित करना मंहगा हो सकता है।</p>
2.	<p><b>अंतर्राष्ट्रीय संचारण अंतर-संयोजन :</b></p> <p>आगे बढ़ने पर बांग्लादेश, नेपाल, भूटान इत्यादि जैसे पड़ोसी देशों से विद्युत विनिमय की संभावना है। योजना को ऐसे विद्युत विनिमय के लिए आयोजना प्रलेख में ऐसे बिंदु/गेटवे पहचानना और इंगित करना चाहिए तथा ऐसे परिदृश्यों की मांग पूरी करने के लिए पहचाने गए बिंदुओं/गेटवे पर भावी विस्तार का प्रावधान करना चाहिए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पहचानी गयी संचारण जरूरतों के आधार पर पड़ोसी देशों से विद्युत विनिमय के लिए संचारण प्रणाली की आयोजना की जरूरत है। भूटान में चुखा एचईपी तथा ताला एचईपी के लिए ऐसा ही दृष्टिकोण अपनाया गया तथा भूटान एवं अन्य पड़ोसी देशों में भावी उत्पादन के लिए ऐसा ही दृष्टिकोण अपनाने की जरूरत है।</p>
3.	<p><b>अंतर-क्षेत्रीय अंतर-संयोजन :</b></p>



	<p>(i) प्रलेख में पू.क्षे., पूर्वोत्तर क्षेत्र, प.क्षे. और उ.क्षे. को समाकालिक रूप में अंतर-संयोजित करके भविष्य में राष्ट्रीय ग्रिड बनाने पर विचार किया गया है। क्षेत्रीय ग्रिडों के समकालिक अंतर-संयोजन के बाद पू.क्षे.-उ.क्षे. तथा प.क्षे.-उ.क्षे. के बीच एचवीडीसी संपर्कों के भविष्य में सुस्पष्ट करने की जरूरत है।</p> <p>(ii) प्रलेख में शेष राष्ट्रीय ग्रिड के साथ द.क्षे. के समकालिक अंतर-संयोजन को सुस्पष्ट नहीं किया गया है। तथापि प्रलेख को ध्यान से देखने पर पता चलता है कि 11वीं योजना के अंत तक पारली और रायचूर के बीच 400 केवी डी/सी एसी संचारण लाइन पर विचार किया गया है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>(i) पू.क्षे. एवं उ.क्षे. और पू.क्षे. के बीच मौजूदा एचवीडीसी बैक-टू-बैक का प्रयोग प्रचालनात्मक नियंत्रण के लिए किया जाएगा तथा इनकी उपयोगिता की समीक्षा बाद में की जाएगी-जब पू.क्षे.-प.क्षे.-पूर्वो.क्षे. और उ.क्षे. की प्रणालियों का समकालिक प्रचालन स्थिर हो जाएगा तथा हमें बड़े एकीकृत प्रणाली के प्रचालन का अनुभव हो जाएगा।</p> <p>(ii) दक्षिणी क्षेत्र के समकालिक अंतर-संयोजन पर अब अध्याय 4 में चर्चा की जा चुकी है।</p>
4.	<p><b>अध्याय वार टिप्पणियां :</b> <b>अध्याय-2, खण्ड 2.2 (7)</b></p> <p>चूंकि संभावित विद्युत उत्पादन और मांग संकेंद्रण के क्षेत्र ज्ञात हैं, अतः सुझाव है कि प्रलेख में उन कॉरीडोर को स्पष्ट किया जाए जहां बाधा पड़ने की संभावना है तथा भावी भार वृद्धि और व्यापार के लिए बाजार के विकास/मुक्त पहुंच के लिए गुंजाईश रखते हुए केवल उच्च क्षमता संचारण लाइनों के लिए इन क्षेत्रों पर विशेष जोर दिया जाए।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>आरओडब्ल्यू का मुद्दा पूरे देश में मौजूद है तथा संचारण कारीडोरों का इष्टतम उपयोग हर जगह वांछित है।</p> <p>चिकेन नेक क्षेत्र का विशेष मुद्दा, जहां से पूर्वोत्तर से निर्यात होने वाली सारी बिजली के संचारण की जरूरत होगी, इस रिपोर्ट में विस्तार से स्पष्ट किया गया है।</p>
5.	<p><b>अध्याय-2, खण्ड 2.2 (5)</b></p> <p>विद्युत अधिनियम, 2003 के अनुसार विद्युत के व्यापार को विशेष कार्य के रूप में मान्यता दी गई है। परिणामस्वरूप संगठनों द्वारा व्यापारिक विद्युत संयंत्रों की आयोजना की जा रही है। इस प्रलेख में ऐसे विद्युत केन्द्रों के लिए संचारण प्रणाली के विकास तंत्र पर भी चर्चा होनी चाहिए। चूंकि व्यापारिक संयंत्रों द्वारा इंजेक्शन का बिंदु ज्ञात है, अतः संचारण प्रणाली की आयोजना के लिए इसे और प्रत्याशित मांग वृद्धि को ध्यान में रखा जा सकता है। संचारण प्रभाओं की वसूली क्षेत्रीय संचारण प्रणाली तक मुक्त पहुंच के माध्यम से हो सकती है, व्यापारिक संयंत्र द्वारा इंजेक्शन प्वाइंट से क्षेत्र के भीतर तकनीकी बाधाओं की शर्त के अधीन उपभोक्ताओं तक।</p>



	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>व्यापारिक संयंत्र और भारवृद्धि सहित उत्पादन कार्यक्रम के आधार पर संचारण योजना विकसित की जा सकती है। पहचानी गई योजनाओं/कार्यक्रमों के आधार पर जिन्हें निवेश की जरूरत है, निवेश वसूली के आश्वासन के आधार पर शुरू हो सकता है तथा जिन संचारण योजनाओं के संचारण प्रभारों के भुगतान की प्रतिबद्धता उपलब्ध है, वांछित समय सीमा में विकास के लिया उन्हें लिये जा सकता है। यदि कुछ उत्पादन विनिर्दिष्ट संचारण सुदृढीकरण व्यापारिक उत्पादन संयंत्र के साथ आवश्यक है, तो इन्हें शुरू किया जा सकता है, लेकिन चिन्हित लाभार्थियों के अभाव में, ऐसे मामलों में संचारण प्रभारों का आश्वासन उत्पादकों से आना चाहिए। तथापि जैसाकि एनटीपीसी के पूर्ववर्ती बिंदु की प्रतिक्रिया में कहा गया है, व्यापारिक क्षमता की सभी संभावित बिक्री के लिए निर्बाध संचारण की उपलब्धता सुनिश्चित करना मंहगा हो सकता है।</p>
6.	<p><b>अध्याय-2, खण्ड 2.3</b></p> <p>राष्ट्रीय विद्युत नीति यह भी कहती है "नेटवर्क विस्तार के लिए लाभार्थियों के साथ पूर्व-अनुबंध पूर्व-शर्त नहीं होगी।" विगत में यह देखा गया है कि वाणिज्यिक कारणों विशेषकर विभिन्न अंतर्राष्ट्रीय संचारण प्रस्तावों के लिए विभिन्न घटकों के बीच अनुबंध में बहुत विलंब हुए हैं। प्रलेख में उपयुक्त तंत्र विकसित करने की सिफारिश की जानी चाहिए जिससे अंतर्राष्ट्रीय संचारण परियोजनाएं तीव्र गति से शुरू की जा सकें।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम इस बात से पूर्णतः सहमत हैं कि ऐसे तंत्र की सख्त जरूरत है जिससे संचारण परियोजनाएं तीव्र गति से शुरू की जा सकें। यह सुझाव पैरा 2.3.4 में जोड़ा गया है।</p>
7.	<p><b>अध्याय-3, खण्ड 3.8 (11)</b></p> <p>आयोजना में निम्नलिखित शर्तों पर भी विचार किया जाना चाहिए 11(ख) के अधीन : एक 765/400/220/केवी बसबार आउटेज</p> <p>बसबार के सेक्सनलाइजेशन पर विचार किया जाना चाहिए, भले ही जहां आवश्यक रिट्रोफिट के रूप में ही हो। मौजूदा विचारों का सूत्रपात संभवतः बस फाल्ट की कम संभावना के कारण किया गया, जैसा कि पूरी दुनिया में अनुभव किया जाता है। इसके विपरीत, हम बस फाल्ट/ब्रेकर फेल बस ट्रिप्स की घटनाएं अक्सर देख रहे हैं जिसकी संभावना की अनदेखी नहीं की जा सकती।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>3.8 (11) किसी भार को सेवा की क्षति के बिना निरूपित आकस्मिक आउटेज पूरा किया जाए। बस आउटेज सहित इसमें सामान्य नियम के रूप में भारी अतिरिक्त प्रावधानों की जरूरत हो सकती है। यह सुनिश्चित करने की जरूरत है कि बस फाल्ट से बड़े पैमाने पर कास्केड ट्रिपिंग न हो जिसके लिए समुचित सुरक्षा योजनाएं बनाने और कार्यान्वित करने की जरूरत होगी।</p>

## न्यूक्लियर पावर कारपोरेशन ऑफ इंडिया लि.

**संदर्भ :** कार्यकारी निदेशक (ओ) सैं/एनपीसीआईएल का दिनांक 25.10.2005 का पत्रांक एनपीसीआईएल/ईडी/(ओ)/2005/एम/2231

1. प्रारंभ में एनपीसीआईएल राष्ट्रीय विद्युत नीति संचारण तैयार करने में के.वि.प्रा. द्वारा विधिवत किए गए अध्ययन की प्रशंसा करता है जिसमें चर मानदण्ड के रूप में कई तकनीकी तथा अन्य अतिसूक्ष्म दबाव है। एनपीसीआईएल ने दक्षिणी, पश्चिमी और उत्तरी क्षेत्रों की सभी तीन बैठकों में भाग लिया। एनपीसीआईएल के पास प्रचलित संयंत्र हैं और स्थापित क्षमता के विस्तार में उसके हित हैं। उपर्युक्त बैठकों में उठाए गए कुछ मुद्दों को स्पष्ट किया गया। उपर्युक्त के अलावा, विद्युत प्रणाली आयोजना के कुछ अन्य पहलू जिन पर ध्यान देने की जरूरत है, नीचे दिए गए हैं :

**अध्याय-2, आयोजना दर्शन :** धारा 3.8(4) में, निम्नलिखित प्रस्तावित है- "राष्ट्रीय दृष्टिकोण में, केस-टू-केस आधार पर बड़े उत्पादन परिसर (3000 मे.वा. या अधिक) तथा मट्टी लाइन कारीडोर (3डी/सी लाइन या अधिक) के लिए एन-2 मानदण्ड अपनाए जा सकते हैं।"

इस प्रसंग में, इस बात की कद्र की जा सकती है कि नाभिकीय विद्युत परियोजनाएं दिए गए स्थलों पर स्थित हैं इस ध्येय के साथ कि मितव्ययता प्राप्त करने के लिए और इकाइयां जोड़ी जाएं। इस प्रक्रिया में 3000 एमवीई की क्षमता तक एक ही स्थान पर इकाइयों के गुच्छे जोड़े जा सकते हैं। विश्वसनीयता की आवश्यकता तथा केन्द्र को स्थल से परे स्रोत बिजली की उपलब्धता की अधिकता तथा नाभिकीय विद्युत केन्द्रों के लिए आइलैंडिंग योजनाओं के सूत्रपातन के लिए नाभिकीय विद्युत केन्द्रों हेतु एन-2 दृष्टिकोण को कृपया मानकीकृत किया जाए।

आयोजना दर्शन में कृपया उपर्युक्त को शामिल किया जाए।

### प्रतिक्रिया

विश्वसनीयता की आवश्यकता के लिए, नाभिकीय विद्युत केन्द्र हेतु निष्क्रमण प्रणाली के आयोजना मानदण्ड के लिए जो अपनाई जा रही है, उसके लिए उसी केन्द्र से दूसरे परिपथ के आकस्मिकता पूर्व क्षरण को मानते हुए एक परिपथ के आउटेज पर विचार करना है। यह बिना पुनर्सूचीयन के प्रभावी एन-2 है लेकिन बिना किसी अन्य पूर्वकस्मिकता के।

यह देखा गया है कि उपर्युक्त अनुबंध, यद्यपि प्रचलन में यह पहले से ही अंगीकृत है, के.वि.प्रा. द्वारा 1994 में प्रकाशित "संचारण आयोजना मानदण्ड की नियमपुस्तक" में स्पष्टरूप से उल्लिखित नहीं है। अतः जैसा कि सुझाया गया है, हम इसे 'राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण प्रलेख में पैरा 3.8 (12) पर शामिल कर रहे हैं।

2.	<p>विद्युत निष्क्रमण योजना से एक वर्ष पूर्व प्रचालनात्मक बाधाओं की कारगर समीक्षा के लिए तंत्र शुरू किया जाने वाला है तथा उपचारात्मक उपायों (यदि कोई हों) का कार्यान्वयन आपात आधार पर किया जाना है ।</p> <p>प्रक्षेपित भार. मांग और जब उत्पादन परियोजना का उत्पादन अपेक्षित है, उस समय सीमा पर आधारित विद्युत प्रणाली अध्ययन संचालित करने के बाद किसी उत्पादन परियोजना के विद्युत निष्क्रमण योजना का निर्धारण किया गया है । यह कार्य साधारणतः उत्पादन परियोजना शुरू होने से 5 वर्ष पूर्व किया जाता है । उस समय तक उत्पादन परियोजना कार्य करना शुरू कर देती है, नए केन्द्रों के आस-पास लोड और उत्पादन परिदृश्य वही नहीं होगा जैसा पहले गणना की गई है ।</p> <p>वर्तमान में, किसी दी गई विद्युत परियोजना के लिए विद्युत निष्क्रमण योजना के कार्यान्वयन की प्रगति की आवधिक समीक्षा करने का प्रचलन है । फिर भी, हमारे विचार से संभावित प्रचालनात्मक समस्याओं के निराकरण के लिए, जो जब विद्युत परियोजना की पहली इकाई ग्रिड से जोड़ी जाती है या जब लाइनों का निम्न से उच्च वोल्टेज में उन्नयन किया जाता है, तब पैदा होती है, और अधिक प्रयास करने की जरूरत है । अतः यह अनुरोध है कि ऊपर दर्शाई गई समस्याओं को कम करने के लिए उपचारात्मक उपायों को भी तत्काल आधार पर कार्यान्वित करने की जरूरत है ।</p> <p>उपर्युक्त स्थिति में, जब कई ईएचवी लाइनें शुरू की जा रही हैं, जो समस्या पेश आती है वह है असामान्य प्रणाली वोल्टेज । इन्हें कुछ 400 केवी उप-केन्द्रों पर जो उत्पादन केन्द्रों से जुड़े हैं, लाइन/बस रिएक्टर/कोई अन्य युक्ति उपलब्ध कराकर सहारा देने की जरूरत है । इस स्थिति से निपटने के लिए इन उप-केन्द्रों पर पर्याप्त जगह उपलब्ध कराने की जरूरत है जिससे यदि जरूरत पड़े तो वांछित युक्तियां स्थापित की जा सकें । इन युक्तियों के साथ प्रश्नाधीन विद्युत केन्द्रों का इष्टतम निष्पादन तथा आस-पास विद्युत प्रणाली सुनिश्चित की जा सकेगी ।</p> <p>अतः यह अनुरोध है कि कृपया उपर्युक्त को नोट किया जाए और ऊपर वर्णित संभावित प्रचालनात्मक समस्याओं को दूर करने के लिए आवश्यक तंत्र विकसित किया जाए ।</p> <p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं । इसमें आरपीसी की भूमिका महत्वपूर्ण होगी और इसलिए हम पैरा 2.3.6 जोड़कर इसे "विकास प्रक्रिया" के अंतर्गत शामिल कर रहे हैं ।</p>
----	--

### पूर्वोत्तर विद्युत पावर कारपोरेशन लि.

संदर्भ : निदेशक (तकनीकी) से नीपको का दिनांक 31.10.2005 का पत्रांक नीपको/डीआई/(टी)/केए एचईपी 8/902

टिप्पणी

“प्रासंगिक राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण” में पैरा 6.3 के तहत संशोधन नोट में यह उल्लेख है कि 600 मे.वा. कामेंग एचई परियोजना से संबंधित संचारण योजना की पुष्टि नहीं की गई है। इस संबंध में नीपको के निम्नलिखित प्रेक्षकों को सूचित किया जाता है।

मौजूदा 400 केवी डी/सी लाइन का निर्माण जो एनईआर को ईआर से जोड़ती है, इस उद्देश्य से किया गया था कि क्षेत्रीय अधिशेष बिजली का निर्यात किया जा सके जो रंगनादी एचई परियोजना (405), असम गैस आधारित विद्युत परियोजना (291 मे.वा.) और कामेंग एचई परियोजना (600 मे.वा.) से उपलब्ध होने की संभावना है। तथापि 400 केवी प्रणाली का पूरा उपयोग नहीं हुआ है। इस प्रणाली से 2004-05 के दौरान इसी 3500 मे.यू. संचारण क्षमता के समक्ष पू.क्षे. को 1130 मे.यू. का संचारण किया गया (जो रेटेड क्षमता का 25% है)।

#### प्रतिक्रिया

पूर्वोक्त में परियोजनाओं के समग्र संचारण प्रणाली के एक भाग के रूप में कामेंग एचईपी (600 मे.वा.) से विद्युत निष्क्रमण के लिए संचारण प्रणाली विकसित की गई है और इसे योजना में शामिल किया गया है।

#### **मि.ए. राजाराव, बंगलौर**

**संदर्भ : मि.ए. राजाराव का दिनांक 24.08.2005 का पत्र**

1. ऐसा लगता है कि अंतर-क्षेत्रीय संचारण क्षमता उच्च लोड के 20% से अधिक होगी। क्या यह प्रतिशत बहुत अधिक है या बहुत कम और क्या कोई अंतराष्ट्रीय दिशा-निर्देश है जो कोई संकेत दे।

#### प्रतिक्रिया

जैसा कि इस रिपोर्ट में दिया गया है, अंतर-क्षेत्रीय हस्तांतरण क्षमता की आवश्यकता का मूल्यांकन उपलब्धता के अनुमान और क्षेत्र के मांग परिदृश्य के आधार पर किया गया है। अतः इस प्रकार यह योजना जरूरत आधारित है जो विनिर्दिष्ट विश्वसनीयता मानदण्ड को पूरा कर रही है।

हमें इस संबंध में किसी अंतराष्ट्रीय दिशा-निर्देश की जानकारी नहीं है। इसके अलावा, चूंकि यह आवश्यकता मूलतः मांग वृद्धि के समक्ष उत्पादन संसाधनों में मुख्यतः स्थानिक चर का प्रकार्य है, जो एक देश से दूसरे देश में बहुत अलग हो सकता है। इसे सामान्य दिशा-निर्देश से मापना संगत नहीं होगा।

2.	<p>सकल परिदृश्य में वितरित उत्पादन का योगदान क्या होगा- यह समझा जाता है कि समग्र उत्पादन का 20% या इससे अधिक होगा और भार केन्द्रों के नजदीक स्थित होगा और इसे किसी संचारण की जरूरत नहीं होगी, केवल वितरण प्रणाली को सशक्त करने की जरूरत होगी क्योंकि ऐसे सभी उत्पादन लगभग 33 केवी या कम से जुड़े होंगे। वास्तव में, अधिकांश विकसित देश ( इस संदर्भ में भारत भी एक विकसित देश समझा जाएगा और आगामी कुछ वर्षों में तो निश्चित रूप से) ऐसे मानक बना रहे हैं कि ऐसे उत्पादनों को ग्रिड के साथ कैसे बिना झंझट के और बेहतर नियंत्रण के साथ जोड़ा जाए। इस संदर्भ में जैव-ईंधन द्वारा क्या भूमिका निभाए जाने की आशा है ? जैव-डीजल देश की ग्रामीण अर्थव्यवस्था को नवजीवन देने में क्या भूमिका निभाएगा इस पर व्यापक चर्चा हो रही है। चूंकि यह एक उत्पादन मुद्दा है, इसका संचारण प्रणाली पर गहरा प्रभाव पड़ सकता है।</p> <p>ईंधन और ऊर्जा सुरक्षा पर राष्ट्रीय बहस की बात करें तो ऐसा लगता है कि यह देश अपनी विद्युत जरूरतों के लिए ईंधन के मामले में आत्म-निर्भर नहीं हो पाएगा- कम से कम अल्प से मध्यम अवधि में और हमें कोयला, प्राकृतिक गैस, जल, नाभिकीय इत्यादि जैसे प्राकृतिक संसाधनों तक देश में ही सीमित रहने की अपेक्षा नहीं करनी चाहिए। हम एलएनजी, कोयला, आणविक के आयातित संसाधनों पर आधारित बड़े तटीय विद्युत केन्द्र रख सकते हैं जो संचारण प्रणाली की प्रकृति बदल देंगे। हाल ही में यह रिपोर्ट थी कि मंत्रालय आयातित कोयले पर आधारित तटीय विद्युत केन्द्रों की श्रृंखला पर विचार कर रहा है। नवीकरणीय संसाधनों का प्रयोग करके वितरित उत्पादन के प्रभाव पर पूर्व में ही चर्चा की जा चुकी है।</p> <p>उत्पादन आयोजना से संबंधित अन्य मुद्दे।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>पहचाने गए उत्पादन कार्यक्रम के आधार पर संचारण प्रणाली विकसित की गई है। उत्पादन से संबंधित मुद्दों का निराकरण उत्पादन आयोजना में किया जा चुका है जिसके लिए "राष्ट्रीय विद्युत योजना-उत्पादन" देखा जा सकता है।</p>

3.	<p>मुझे आश्चर्य है कि क्या निम्नलिखित प्रश्न पूछे गए हैं और उनके उत्तर दिए गए हैं- ध्यान रखें कि एक व्यक्ति के रूप में इस विषय में मेरी गहरी रूचि है तथा इस क्षेत्र में लंबे व्यावसायिक कैरियर के कारण कुछ पृष्ठभूमि है लेकिन लोक में जो सूचनाएं उपलब्ध हैं उसके अलावा किसी सूचना तक मेरी पहुंच नहीं है।</p> <p>केवल आउटेज केस स्टडीज के अलावा प्रणाली की विश्वसनीयता को और विस्तार से देखना होगा। पिछले कुछ वर्षों में हमने भारतीय प्रणाली में वृहत आउटेज देखे हैं और मेरे अधिकतम ज्ञान के अनुसार कोई 'संतोषजनक' कारण नहीं बताया गया और न ही उपचारात्मक उपाय सुझाए या कार्यान्वित किए गए। रिपोर्ट बताते हैं कि अगस्त, 2003 में यूएस ग्रिड में भारी आउटेज ने विश्वसनीयता पर व्यापक चर्चा को जन्म दिया और लगता है कि वे इस निष्कर्ष पर पहुंचे कि एक 'इंटेलीजेंट' ग्रिड या 'इंटेलीग्रिड' जिसमें स्वतः चंगाई सहित विभिन्न गुण हों, की जरूरत है और वे इस प्रणाली में भारी निवेश की तैयारी कर रहे हैं। ऐसे इंटेलीजेंट ग्रिड का एक प्रमुख गुण है भारी 'इंटेलीजेंट संप्रेषण नेटवर्क' जो ऊर्जा नेटवर्क पर होता है। यह प्रणाली भारत के लिए उपयुक्त है या नहीं इस पर बहस होनी चाहिए और मुझे जानकारी नहीं है कि इस मुद्दे पर चर्चा हुई है.....</p> <p>ऐसा लगता है कि पूरे विश्व में विद्युत प्रणाली में जो सुरक्षा प्रणाली वर्तमान में लगी है, संबंधित प्रणाली अवयव की संतोषजनक सुरक्षा करते हुए, कास्केड फेल्योर से विद्युत प्रणाली की स्वतः सुरक्षा नहीं करते। इसके शीर्ष पर प्रणाली प्रचालक होंगे जो आज के पुनःसंरचित परिप्रेक्ष्य में अतिशय वाणिज्यिक चिंताओं से ग्रस्त होते हैं, विश्वसनीयता और सुरक्षा चिंताओं से नहीं। राष्ट्रीय विद्युत योजना इन पहलुओं की चर्चा नहीं करती।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम ग्रिड के विश्वसनीय और सुरक्षित प्रचालन का पूर्णतया समर्थन करते हैं। विश्वसनीयता और सुरक्षा चिंताओं पर समुचित ध्यान दिया जा रहा है। उसमें प्रत्येक ग्रिड व्यवधानों का विश्लेषण करने और उपचारात्मक उपायों के कार्यान्वयन की प्रणाली है। संचार नेटवर्क पर आधारित भार प्रेषण प्रणाली पहले से ही सभी क्षेत्रों में है और उसे और सुदृढ़ किया जा रहा है। राष्ट्रीय भार प्रेषण प्रणाली भी स्थापित की जा रही है। हम इस बात से भी सहमत हैं कि सुरक्षा प्रणाली को और बेहतर बनाया जाना चाहिए। तथापि टिप्पणियों में वर्णित मुद्दे सुरक्षा, ग्रिड प्रचालन और संबंधित पहलुओं के डिजाइन ब्यौरों पर हैं और चूंकि राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण मूलतः हमारी संचारण योजना का वर्णन करता है, अतः इन्हें इस प्रलेख में शामिल नहीं किया गया है।</p> <p>हम भारत और यू.एस. प्रणाली के बीच साम्य से और उससे निकाले गए इस सुझाव से भी सहमत नहीं हैं जैसा टिप्पणीकार द्वारा चित्रित किया गया है। लेकिन इस स्थान पर हम उस पर चर्चा करने से परहेज करेंगे।</p>
4.	<p>यह न भूलें कि राज्य सरकारें अभी भी सभी नागरिकों को बिजली उपलब्ध कराने के लिए जिम्मेदार हैं और वे राज्य ग्रिड को उतना आत्मनिर्भर रखना चाहेंगी जितना संभव हो।"</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>राज्यों की आत्मनिर्भरता वांछित उत्पादन क्षमता के लिए गठजोड़ से आती है। चाहे राज्य के भीतर उत्पादन से अथवा राज्य के बाहर से। प्रत्येक राज्य जिसके पास मांग पूरी करने के लिए उत्पादन के जरूरी संसाधन हैं, वह भौतिक रूप से राज्य में ही स्थित हो, यह समाधान इष्टतम नहीं होगा।</p>
5.	<p>संचारण प्रणाली की प्रकृति पर 'व्यापार' की क्या भूमिका होनी चाहिए ? दर्शनशास्त्र के प्रश्न की तरह, यदि व्यापार अधिकतर क्षेत्र के भीतर ही सीमित रहे तो क्या बाजार की आवश्यकताओं और प्रतियोगिता के हितों का पोषण नहीं करेगा। यह सोचना मुश्किल है कि असम के किसी उत्पादक के लिए केरल के किसी क्रेता को बिजली बेचना फायदेमंद होगा और इससे मुक्त व्यापार और प्रतियोगिता के हित को बढ़ावा मिलेगा। यदि बड़े विद्युत विनिमय किसी क्षेत्र में ही सीमित रहें तो एक राष्ट्र के रूप में हमारा क्या नुकसान होगा ?</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>अंतर-क्षेत्रीय व्यापार पहले से ही वाणिज्यिक आधार पर हो रहा है।</p> <p>उत्पादन आयोजना अध्ययनों के आधार पर राष्ट्रीय आधार पर आयोजना के लाभों को दर्शाया गया है। कृपया इस पर रिपोर्ट के पैरा 1.2.5 को देखा जाए।</p>
6.	<p>संक्षेप में जो मैं सोच रहा हूँ वह है एक चुस्त क्षेत्रीय प्रणाली जो उत्पादन की दृष्टि से आत्मनिर्भर हो और तर्कसंगत लोड उत्पादन अनुलन हो। यह मितव्ययिता, बाजार की स्वतंत्रता सहित सभी जरूरतें पूरी करे और सर्वाधिक महत्वपूर्ण यह कि उसमें विश्वसनीयता की बेहतरीन विशेषताएं हों और उसका प्रबंधन ज्यादा आसान हो। मेरे विचार से भारी प्रणालियों के लिए जो समकालिक रूप से मजबूती से अंतर-संयोजित हों और जिनकी रेटिंग 250 गी.वा. या ऐसी ही हो, उनके लिए 'विश्वसनीयता' प्रौद्योगिकी सिद्ध नहीं है। यदि कोई चीज इसके विपरीत सिद्ध होती है अर्थात् वे विश्वसनीय नहीं हैं। यहां तक कि ऐसी छोटी क्षेत्रीय प्रणालियां भी अंतर्राष्ट्रीय मानकों से जो 60-100 गी.वा. रेंज स्थापित क्षमताओं की हैं, काफी बड़ी होंगी। फिर अंतर-क्षेत्रीय हस्तांतरण क्षमताएं उपयुक्त स्तरों पर इष्टतम की जा सकती हैं।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>ग्रिड के दबावों को शेयर करके, बेहतर आवृत्ति विनियमन और पड़ोसी प्रणाली से तत्काल आपातकालीन सहायता के माध्यम से वृहत्तर अंतर-संयोजित प्रणालियां बेहतर विश्वसनीयता उपलब्ध कराती हैं। हां, इसकी सुरक्षा प्रणाली के लिए बेहतर डिजाइन, तथा एकीकृत राष्ट्रीय ग्रिड प्रणाली के प्रचालन में ज्यादा संलग्न ग्रिड प्रबंधन की जरूरत होगी। चुस्त क्षेत्रीय प्रणाली के प्रबंधन में आसानी खर्चीला होगा। बड़े आकार के समकालिक रूप से अंतर-संयोजित प्रणालियां यूरोप और यू.एस./कनाडा में पहले से मौजूद हैं। चीन में भी बड़े आकार के समकालिक रूप से अंतर-संयोजित प्रणाली का कार्यक्रम है।</p>

	<b>रिलायंस एनर्जी लिमिटेड</b>
	<b>संदर्भ : मि. जॉनी जॉर्ज से 31.03.2005 का रिलायंस एनर्जी का पत्र</b>
1.	<p><b>नीति और योजना के बीच अंतर :</b></p> <p>यह योजना, संचारण के संदर्भ में राष्ट्रीय नीति से व्यापक रूप से उद्धरण लेती है और उसमें नीति और नए नीतिगत विचारों की व्याख्या शामिल करती है। जैसाकि विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 73 (ज) में उपबंधित है, ये चीजें के.वि.प्रा. द्वारा सिफारिशों के रूप में केवल भारत सरकार को प्रस्तुत की जानी चाहिए। सरकार यदि उचित समझे तो प्राधिकरण की सिफारिशें स्वीकार कर सकती हैं और उसे अन्यथा नीति के माध्यम से कार्यान्वित कर सकती है। वर्तमान स्वरूप में, नीति और नई नीति के विचार जो इस योजना में शामिल हैं, उनकी गलत व्याख्या की जा सकती है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>योजना में विस्तार है, जिसे देश में संचारण के इष्टतम एवं तीव्र विकास के लिए आवश्यक समझा गया।</p> <p>विद्युत अधिनियम, 2003 में उपबंध है कि राष्ट्रीय विद्युत योजना को अधिसूचित करने से पूर्व के.वि.प्रा. केन्द्र सरकार का अनुमोदन प्राप्त करे। इस प्रकार, अधिसूचना से पहले योजना को सरकार से अनुमोदित कराया जाएगा।</p>
2.	<p><b>अंतर्राष्ट्रीय प्रथा के अनुसार बाहुल्य का स्तर : (अध्याय-2)</b> <b>(नीति का 5.3 भी देखें)</b></p> <p>यह सभी हितधारियों के हित में होगा कि योजना में अंतर्राष्ट्रीय मानकों एवं प्रथाओं को विस्तार से दिया जाए। प्राधिकरण को इसे स्पष्ट और विस्तृत करने की जरूरत है क्योंकि प्रणाली की लागत नियोजित बाहुल्य स्तर के सीधे अनुपात में है। क्या ऐसी बहुलताएं मौजूद हैं और क्या विभिन्न उत्पादन परियोजनाओं के लिए निर्माणाधीन बहुत सी योजनाओं में इन पर विचार किया गया है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>प्रत्येक देश में बहुलता स्तर की अपनी प्रथाएं होती हैं। इनमें से बहुत सी लोक क्षेत्र में उपलब्ध हैं और उन्हें वहां देखा जा सकता है।</p> <p>सामान्यतः कुछ मामला विनिर्दिष्ट विचलनों के साथ एन-1 आयोजना मानदण्ड अपनाया जाता है और हमारी संचारण योजना में कुल मिलाकर अंगीकृत आयोजना मानदण्ड/बहुलता स्तर इन प्रथाओं के अनुकूल हैं।</p>



3.	<p><b>योजना में परिवर्तन :</b></p> <p>यह योजना 2012 तक वर्षवार उपलब्धता, मांग, अधिशेष/कमी क्षेत्रवार पर आधारित है। ऐसे प्रकाशित आंकड़ों से पिछले वर्षों/दशकों में भारी विचलनों का अनुभव हुआ। चूंकि उत्पादन लाइसेंस रहित है, अतः गैर-पारंपरिक ऊर्जा स्रोतों सहित बहुत से खिलाड़ी मध्यम से लेकर बड़े संयंत्रों/विंड फार्मों के साथ आगे आ रहे होंगे। निष्क्रमण योजना और संचारण योजना शीघ्रता से विकसित करनी होगी तथा उत्पादन का लाभ उठाने के लिए सीटीयू/एसटीयू से सहयोग आवश्यक है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं।</p>
4.	<p><b>परिसंपत्ति का पुनःसृजन</b></p> <p>राज्य क्षेत्र में 400 के.वी. की पहली लाइन और संगत उपकेन्द्र 1977 में बनाए गए और केन्द्रीय क्षेत्र में 1981 में। 2012 में जब वे 45 और 40 वर्ष की उम्र प्राप्त कर लेंगे तो वास्तव में वे अपना सक्रिय जीवन पूरा कर चुके होंगे तथा राज्य सरकार के स्वामित्व में कई हजार किलोमीटर लंबी अन्य लाइनें तथा 220 केवी या और कम वोल्टेज के उपकेन्द्र हैं जो इनसे भी अधिक पुराने होंगे। आयु से संबंधित आंकड़े तथा परिसंपत्ति पुनः सृजन की योजना बहुत महत्वपूर्ण है क्योंकि इनके सृजन के लिए योजना के अभाव में, हम अचानक असफलता और व्यवधान के जोखिम में होंगे।</p> <p>इन पहलुओं से युक्त योजना इस क्षेत्र के हित में होगी अन्यथा इस पर ध्यान नहीं दिया जाएगा। यहां यह उल्लेखनीय होगा कि ऐसी जर्जर परिसंपत्तियां प्रणाली में घाटा ही बढ़ाएंगी।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>यद्यपि देश में 400 केवी की कई संचारण लाइनें पुरानी हो रही हैं, फिर भी यह माना जाता है कि 2012 तक और उसके कुछ वर्ष बाद भी 400 केवी या उससे ऊपर की संचारण प्रणालियों का स्वास्थ्य कोई चिंताजनक मुद्दा नहीं होगा तथा अधिकांश जरूरतें नियमित और बेहतर अनुक्षण प्रथा के हिस्से के रूप में पूरी की जा सकती हैं। 220 केवी या कमतर क्षमता की संचारण प्रणालियां जो अधिकांशतः राज्य क्षेत्र में हैं, उनके लिए कुछ मामला विनिर्दिष्ट नवीनीकरण/प्रतिस्थापन की जरूरत होगी जिसे राज्य के संगठनों को देखना है। प्रमुख नवीनीकरण और प्रतिस्थापन की जरूरत वितरण प्रणाली में है जिसके लिए वितरण प्रणाली उन्नयन का ध्यानस्थ कार्यक्रम बनाना चाहिए। इस दिशा में एपीडीआरपी और आरजीजीवीवाई सरकारी प्रयास हैं।</p>
5.	<p><b>प्रतिक्रियात्मक विद्युत प्रबंधन :</b></p> <p>प्रणाली का स्वास्थ्य, विद्युत प्रणाली के सभी अवयवों के प्रतिक्रियात्मक विद्युत प्रबंधन पर निर्भर करता है। योजना में स्टैटिक वीएआर कंपसेटर्स जैसे वृहत प्रतिक्रियात्मक विद्युत प्रबंधन अवयवों की आवश्यकता और मात्रा के बारे में कुछ नहीं दिया गया है।</p>

	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>अभी तक अध्ययनों ने वृहत स्टैटिक वीएआर कंपसेटर्स की जरूरत नहीं दर्शाया है। भविष्य में, यदि अध्ययनों में जरूरत दर्शाई जाती है, तो आवश्यक उपबंध बनाए जा सकते हैं।</p>
6.	<p><b>उच्च प्रौद्योगिकी :</b></p> <p>एचवीडीसी के सिवाय संचारण के अधिकांश अवयव निम्न से मध्यम तकनीक के हैं जिसके लिए हमारे पास देश में पर्याप्त प्रतिभा और निर्माण क्षमताएं हैं।</p> <p>हमारे कार्मिकों के कौशल को बढ़ाकर अंतर्राष्ट्रीय स्तर का करने की बहुत जरूरत है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं।</p>

### पीटीसी इंडिया लिमिटेड

**संदर्भ : कार्यकारी उपाध्यक्ष से दिनांक 14.09.2005 का पीटीसी का पत्रांक पीटीसी/सीईए**

1.	<p>प्रारूप राष्ट्रीय विद्युत योजना- संचारण (2005) देश की संचारण योजना के अतिरिक्त संचारण प्रणाली के विभिन्न पहलुओं पर प्रकाश डालने वाला प्रलेख है तथा संचारण अवसंरचना के परिप्रेक्ष्य में देश के विद्युत सेक्टर के भविष्य पर अत्यावश्यक विचार उपलब्ध कराता है।</p> <p>फिर भी पीटीसी जैसे संगठन के परिप्रेक्ष्य में कुछ सामान्य टिप्पणियां हैं तथा कुछ टिप्पणियां पीटीसी द्वारा प्रचालित परियोजनाओं के परिप्रेक्ष्य में हैं जिनका प्रलेख पर असर हो सकता है और प्रलेख को अंतिम रूप देते समय इसे ध्यान में लिया जा सकता है।</p> <p><b>पैरा 1.3.2 के नीचे सारणी</b></p> <p>अतिरिक्त अंतर-क्षेत्रीय संचारण प्रणाली क्षमता से (संचारण योजना के कार्यक्रम के अनुसार) अंतर-क्षेत्रीय कारीडोर में वर्तमान बाधाओं को दूर किया जा सकता है इससे विद्युत उत्पादन के सस्ते स्रोत से अधिक विद्युत विनिमय और व्यापार में सुविधा होगी।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>योजना के अनुसार संचारण प्रणाली प्रारंभ होने से कुल मिलाकर वर्तमान बाधाएं दूर हो जाएंगी। कुछ बाधाएं, विशेषकर अधो प्रचालन आउटेज दर्शाएं फिर भी बनी रहेंगी। लेकिन ये कभी-कभार होंगी, नियमित आधार पर नहीं।</p>
2.	<p><b>पैरा 2.1.2 (ड)</b></p>

	<p>सीईआरसी द्वारा राष्ट्रीय संचारण टैरिफ निर्धारित किया जाए, इस सुझाव से विद्युत व्यापार में वृद्धि होगी। यद्यपि दूरी और देशा संवेदी टैरिफ संचारण प्रणाली के इष्टतम उपयोग के लिए वांछनीय है, पोस्टल स्टेप विचार पर आधारित टैरिफ से, जो वर्तमान में प्रयुक्त होता है, प्रक्रिया को सरल बनाएगा, जिसे सीटीयू, एसटीयू, आरएलडीसी एवं एसएलडीसी द्वारा विद्युत प्रणाली अध्ययन कर लेने के बाद प्रस्तावित अधिक जटिल पद्धति अपनाने के लिए संशोधित किया जा सकता है।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>ये पहलू सीईआरसी द्वारा संचारण टैरिफ का नया प्रारूप तैयार करते समय विचार के लिए हैं। के.वि.प्रा.ने जोनल मैट्रिक्स पोस्टेज स्टेप संचारण टैरिफ का प्रस्ताव किया है। फिर भी, यहां हम उसके ब्योरे में नहीं जा रहे हैं। राष्ट्रीय विद्युत योजना-संचारण में हमने केवल वे मुद्दे उठाए हैं जो संचारण प्रणाली के विकास की सुकरता को प्रभावित कर सकते हैं।</p>
3.	<p><b>पैरा 2.2 (18)</b></p> <p>प्राइवेट सेक्टर द्वारा उपलब्ध कराई जाने वाली संचारण प्रणाली के लिए प्रतियोगी बोली संचारण टैरिफ को कम कर देगी यदि बोली आमंत्रित करने के लिए जिम्मेदार एजेंसी पर्यावरणीय अनापत्ति प्राप्त कर ले जिससे बोली दाता का कार्यक्षेत्र निर्माण और प्रचालन तक सीमित रहे क्योंकि इससे सन्निहित जोखिम कम हो जाएगा। अतः प्रतियोगी बोली प्राप्त करने के लिए सीटीयू और एसटीयू को प्रारंभिक कार्य समाप्त करने की योजना बनानी होगी।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं और उपर्युक्त विचार का समर्थन करते हैं।</p>
4.	<p><b>पैरा 3.8 (7) एवं 4.4</b></p> <p>यदि आरएलडीसी और एसएलडीसी अधिशेष और कमी पर मौसमवार तथा दैनिक पीक और ऑफ पीक घंटों के दौरान के आंकड़े मासिक और दैनिक आधार पर आम जनता, उत्पादन कंपनियों और व्यापारियों को उपलब्ध कराए तो वे अपने व्यापार की अधिक व्यवस्थित ढंग से योजना बना सकते हैं।</p>
	<p><b>प्रतिक्रिया</b></p> <p>हम सहमत हैं और उपर्युक्त विचार का समर्थन करते हैं।</p>

**CENTRAL ELECTRICITY AUTHORITY****NOTIFICATION**

New Delhi the 1st August, 2007

**NATIONAL ELECTRICITY PLAN**

**F. No.CEA/PLG/IRP/501/2/007.**—In exercise of the powers conferred by sub-section (4) of Section 3 of the Electricity Act, 2003 (hereinafter referred to as the 'Act', the Central Electricity Authority hereby notifies the National Electricity Plan (hereinafter referred to as the 'Plan'). Volume I of the Plan covers the Generation and related aspects and Volume II covers the Transmission and related aspects. As per the stipulation of sub-section (4) of Section 3 of the Act, the Plan is in accordance with the National Electricity Policy, covering the 10th Plan in details and perspective planning for the 11th and 12th Plans. The Plan is annexed in Appendix 1 (Volume I) and Appendix II (Volume II).

[ADVT-III/IV/Exty/187G/2007]

B.K. MISHRA, Secy.

**APPENDIX-I****NATIONAL ELECTRICITY PLAN****(VOLUME-I)****GENERATION**

**ACRONYMS**

<b>ACRONYMS</b>	<b>EXPANSION</b>
AC	Alternating Current
AG&SP	Accelerated Generation & Supply Programme
AHWR	Advanced Heavy Water Reactor
AIIMS	All India Institute of Medical Sciences
AMD	Atomic Minerals Directorate
APM	Administered Price Mechanism
AREP	Accelerated Rural Electrification Programme
BARC	Bhabha Atomic Research Centre
Bcum, BCM, Bm <sup>3</sup>	Billion cubic metre
BEE	Bureau of Energy Efficiency
BFP	Boiler Feed Pump
BHEL	Bharat Heavy Electricals Ltd.
BSES	Bombay Suburban Electric Supply
BU	Billion units or Billion kWh
C&I	Control & Instrumentation
CAD & CAM	Computer-Aided Design & Computer-Aided Management
CAGR	Compounded Annual Growth Rate
CBIP	Central Board of Irrigation & Power
CBM	Coal Bed Methane
CCEA	Cabinet Committee on Economic Affairs
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CD	Compact Disc
CDAC	Centre for Development of Advanced Computing
CDM	Clean Development Mechanism
CEA	Central Electricity Authority
CFBC	Circulating Fluidized Bed Combustion
CFL	Compact Fluorescent Lamp
CFRI	Central Fuel Research Institute
CIL	Coal India Ltd.
CLA	Central Loan Assistance
CPP	Captive Power Producer
CPRI	Central Power Research Institute

ACRONYMS	EXPANSION
----------	-----------

CPSU	Central Public Sector Undertaking
Crs	Crores
CS	Central Sector
CSIR	Council for Scientific and Industrial Research
CSMRS	Central Soil & Materials Research Station
CWC	Central Water Commission
DAE	Department of Atomic Energy
DC	Direct Current
DDG	Decentralised Distributed Generation
DGH	Director General Hydro Carbon
DG Set	Diesel Generating Set
DISCOM	Distribution Company
DMLF	Data Management & Load Forecasting
DOPT	Department of Personnel & Training
DPR	Detailed Project Report
DSM	Demand - Side Management
DST	Department of Science & Technology
DSTATCOM	Distribution Static Compensation
DVC	Damodar Valley Corporation
DVR	Dynamic Voltage Restorer
EA 2003	Electricity Act 2003
ECIL	Electronic Corporation of India Ltd.
EGEAS	Electric Generation Expansion Analysis System
ENS	Energy Not Served
EPS	Electric Power Survey
ERDA	Electric Research & Development Association
ESCO	Energy Service Company
ESP	Electro Static Precipitator
EPC	Engineering Procurement Contract
FAUP	Fly Ash Utilisation Programme
FBC	Fluidised Bed Combustion
FO	Forced Outage
FOR	Forum of Regulators
GCV	Gross Calorific Value
GDP	Gross Domestic Product

ACRONYMS	EXPANSION
GHG	Green House Gas
GIS	Gas Insulated Switchgear
GPS	Geographic, Positioning System
GR	General Review
GSPC	Gujarat State Petroleum Corporation
GT	Gas Turbine
GWe	Gega Watt (Electrical)
HBJ	Hazira-Bijapur-Jagdishpur ( pipeline)
HFO	Heavy Fuel Oil
HEP	Hydro Electric Project
HPS	Heavy Petroleum Stock
HRD	Human Resource Development
HSD	High Speed Diesel
HT	High Tension
HVDS	High Voltage Distribution System
ID	Induced Draft
IEP	Integrated Energy Policy
IGCAR	Indira Gandhi Centre for Atomic Research
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IISC	Indian Institute of Science
IIT	Indian Institute of Technology
IPP	Independent Power Producer
IS	Indian Standard
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle
ISO	International Standard Organisation
ISPLAN	Integrated System Planning
IT	Information Technology
kCal	kilo Calorie
kg	kilogram
KKNPP	Kudankulam Nuclear Power Project
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt hour
LEP	Life Extension Programme
LF	Load Factor
LNG	Liquefied Natural Gas

ACRONYMS	EXPANSION
LOA	Letter of Award
LOLP	Loss of Load Probability
LP	Linear Programming
LRVI	Loss Reduction & Voltage Improvement
LSHS	Low Sulphur Heavy Stock
LT	Low Tension
LWR	Light Water Reactor
MAPS	Madras Atomic Power Station
MCFC	Mother Carbonate Fuel Cell
Mcm	Million cubic metre
MHD	Magneto Hydro Dynamics
MMSCMD	Million Metric Standard Cubic Metre per Day
MNRE	Ministry of New & Renewable Energy
MNP	Minimum Need Programme
MoEF	Ministry of Environment & Forest
MoP	Ministry of Power
MT	Million Tonne
MToe	Million Tonnes Oil equivalent
MU	Million Units
MW	Mega Watt
MWe	Mega Watt electric
NAPS	Narora Atomic Power Station
NCPS	National Capital Power Station
NDT	Non-Destructive Test
NEP	National Electricity Policy
NFC	Nuclear Fuel Complex
NHPC	National Hydroelectric Power Corporation
NMDC	National Mineral Development Corporation
NML	National Metallurgical Laboratory
NO <sub>x</sub>	Oxides of Nitrogen
NPC	National Productivity Council
NPCIL	Nuclear Power Corporation of India Ltd.
NPTI	National Power Training Institute
NTC	Nuclear Training Centre
NTPC	National Thermal Power Corporation



**ACRONYMS    EXPANSION**

OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OGIP	Original Gas In Place
O&M	Operation & Maintenance
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PC	Pulverized Coal
PFBC	Pressurised Fluidized Bed Combustion
PFC	Power Finance Corporation
PFR	Preliminary Feasibility Report
PGCIL	Power Grid Corporation of India Limited
pH	Hydrogen Ion Concentration
PIE	Partnership In Excellence
PIB	Public Investment Board
PHWR	Pressurised Heavy Water Reactor
PLF	Plant Load Factor
PMGY	Pradhan Mantri Gramodaya Yojna
PMI	Power Management Institute
PMO	Prime Minister's Office
PPM	Parts Per Million
PS	Private Sector
PSC	Production Sharing Contract
PSP	Power Supply Position
PSS	Pumped Storage Schemes
PSU	Public Sector Undertaking.
R&D	Research & Development
R&M	Renovation & Modernisation
RAPP	Rajasthan Atomic Power Project
RAPS	Rajasthan Atomic Power Station
REB	Regional Electricity Board
REC	Rural Electrification Corporation
REDDB	Rural Electricity Distribution Backbone
RHE	Rural Household Electrification
RILA	Residual Life Assessment
RM	Reserve Margin
SAARC	South Asian Association for Regional Corporation
SEB	State Electricity Board

ACRONYMS	EXPANSION
SERC	State Electricity Regulatory Commission
SOG	Sanctioned & Ongoing
SO <sub>x</sub>	Oxides of Sulphur
SPIC	Southern Petro India Chemicals Ltd.
SPM	Suspended Particulate Matter
SS	State Sector
SSB	Solid State Breakers
SSTS	Solid State Transfer Switches
STPP	Super Thermal Power Plant
STPS	Super Thermal Power Station
STUs	State Transmission Utilities
T&D	Transmission & Distribution
TAPP	Tarapur Atomic Power Project
TAPS	Tarapur Atomic Power Station
TIFAC	Technology Information Forecasting & Assessment Council
TOU	Time of Use
TPS	Thermal Power Station
UCIL	Uranium Corporation of India Ltd.
UMPP	Ultra Mega Power Project
UN	United Nations
UNDP	United Nations Development Programme
UT	Union Territory
VEI	Village Electrification Infrastructure
WBPDC	West Bengal Power Development Corporation Limited

## **EXECUTIVE SUMMARY**

### **1. INTRODUCTION**

The Installed Capacity in the country has increased from a mere 1,713 MW in December 1950 to 1,32,330 MW at the end of March 2007 whereas the annual generation has grown from about 5 BU to about 662 BU by March 2007. India has achieved 80% of village electrification. Growth in demand has exceeded the supply and power shortages have continually been experienced. The Electricity Act, 2003 which came into being on June 10th 2003, provides a framework conducive to development of the Power Sector, promoting transparency and competition and protecting the interest of the consumers.

CEA is responsible for overall planning & development of the power sector in the country. As per stipulation of Section 3(4) of the Electricity Act 2003, CEA is required to prepare and notify the National Electricity Plan after approval of the Central Government. It is also stipulated that while preparing the National Electricity Plan, the suggestions and objections of licensees, generating companies and the public shall be invited. Accordingly the Draft National Electricity Plan was prepared by CEA in November 2004 and the comments and objections of the licensees, generating companies and public were invited. The suggestions thus received have been taken into consideration and the plan has been modified wherever required. Plan shall serve as a road map towards optimum growth of the Power Sector. The Plan covers the 10<sup>th</sup> Plan in detail and 11<sup>th</sup> Plan & 12<sup>th</sup> Plan in perspective. Volume I covers the Generation Plan. Associated transmission facilities and related aspects have been covered in Volume-II of the Plan.

### **2. NATIONAL ELECTRICITY POLICY**

The Government has notified the National Electricity Policy on 12<sup>th</sup> February 2005, which provides direction to the evolution of the power sector within the ambit of the Electricity Act 2003. The objectives as well as salient features of the policy have been outlined in Chapter-2. The objectives include demand to be fully met by 2012 and per capita availability of electricity to be increased to over 1000 units by 2012. Various other issues listed in the policy like rural electrification, generation, energy conservation, environmental issues, etc., have also been addressed in the Plan. The Plan also includes measures being taken to achieve the objectives of the policy.

### **3. TENTH PLAN (2002-07)**

The Installed Capacity at the beginning of 10<sup>th</sup> Plan was 1,05,046 MW comprising 26,269 MW hydro, 74,429 MW thermal (including gas and diesel), 2,720 MW nuclear and 1,628 MW wind-based power plants. A capacity addition target of 41,110 MW excluding renewable and captive power addition was fixed for the 10<sup>th</sup> Plan. A modest target of 11,157 MW & 7,121 MW was fixed for state sector & private sector respectively keeping in view their preparedness before the commencement of 10<sup>th</sup> plan. Thus a major component of capacity addition of 22,832 MW was planned in central sector. It was found during the plan that a number of projects had either not taken off or were getting delayed due to various reasons. Additional projects

---

totalling to about 8320 MW were identified for execution during the plan to make up for the shortfall. However some of the projects such as gas based projects at Kawas and Gandhar projects of NTPC aggregating to 1450 MW could not take off out of the additional projects. A capacity addition of 21180 MW has been added during 10<sup>th</sup> plan. Projects totalling to 21,281 MW either slipped or were dropped from 10<sup>th</sup> Plan. The slippages have taken place mainly in central and private sector. Out of the additional projects identified for execution during the 10<sup>th</sup> Plan, 1,351 MW has been commissioned during 10<sup>th</sup> plan and the remaining projects are slipping to the 11<sup>th</sup> Plan. There has also been a capacity addition of 7,761 MW in renewable during the 10<sup>th</sup> plan. Thus the Installed Capacity is 1, 32,330 MW at the end of 10<sup>th</sup> plan.

The capacity addition planned and achieved in 3<sup>th</sup>, 9<sup>th</sup> & 10<sup>th</sup> Plans has been as under.

Five Year Plans	Target (MW)	Achievement (MW)	Percentage Achievement (%)
8 <sup>th</sup> Plan	30,538	16,423	53.8
9 <sup>th</sup> Plan	40,245	19,119	47.5
10 <sup>th</sup> Plan	41,110	21,180	51.5

There is not much improvement in capacity addition (MW) in 10<sup>th</sup> Plan as compared to 8<sup>th</sup> & 9<sup>th</sup> plans. Achievement in 10<sup>th</sup> Plan is not satisfactory, therefore reasons for the slippages have been analysed to learn lessons for the planning and implementation of projects in the 11<sup>th</sup> plan.

It has been observed that there was lack of preparedness in a numbers of projects taken up for execution during the 10<sup>th</sup> Plan. A number of super critical units with total capacity of 3960 MW were planned by NTPC for execution during the 10<sup>th</sup> Plan. However, tendering & placement of order was delayed due to delay in technology tie up arrangement by BHEL. There was also inadequate preparedness in some of the hydro projects.

The main reasons for slippage and the capacity slipped due to each of these reasons are as furnished in Table 1 below:

Table : 1

(Figures in MW)

S. No.	Major Reasons for Slippage	Original Plan				Additional Projects Thermal	Grand Total	Remarks
		Thermal	Hydro	Nuclear	Total			
1	Delay in supplies/erection by suppliers/contractors	2670	679	220	3569	3350	6919	*Includes 1300 MW projects included on best effort basis - otherwise these were to be commissioned in 11th plan.
2	Delay in tie-up super critical technology by BHEL (one unit at Sipat and one at Kahaigaon were replaced by 500 MW units)	3960			3960		3960	
3	Non-availability of Gas	1713			1713	1450**	3163	**Kawas and Gandhar CCGT could not be taken up pending finalisation of gas sales & purchase agreement with Reliance Inds.Ltd.
4	Delay in award of works mainly in state sector/NLC	1423	222		1645	835	2480	
5	Projects not taken up/Escrow cover not given/financial closure not achieved/funds not tied up	5278			5278	23	5301	
6	Delay in clearance/investment decision (Hydro projects)		2391		2391		2391	
7	Hydro Project - delay in environmental clearance, geological surprises, natural calamities, R&R issues, delay in signing of MoU, Court Cases		3155		3155		3155	
8	Law & Order Problems	500	60		560		560	
9	Nuclear projects included on best effort basis (otherwise scheduled for 11th plan)					1220	1220	
10	Adjustment due to change of size	(-990)	-		(-990)	91	(-899)	
	Total	14554	6507	220	21281	6969	28250	

Prior to commencement of 10th Plan, 20,572 MW capacity was under execution for benefit during 10th Plan. Out of this 3798 MW could not be commissioned during 10th Plan which included Ratnagiri CCPP Block III (Dabhol-CCPP) which could not be commissioned due to non-

availability of gas and some hydro projects which were delayed due to various reasons such as R & R issues, geological surprises, natural calamity, court cases etc. Thus out of 21,180 MW commissioned during 10th plan, 16,774 MW (79.2%) was from capacity ordered before the commencement of the plan. The balance thermal capacity of 4306 MW which was commissioned during the 10th Plan, was ordered during the first 1 ½ Years of the 10th Plan (excluding some smaller size gas based units). All other thermal units, for which order was placed after 1 ½ years of the commencement of the 10th Plan, were not commissioned during the 10th Plan. None of the hydro projects, execution of which was commenced during the 10th Plan, was commissioned. Thus, timely placement of order before the commencement of the plan or first year of the plan is the key to successful implementation of the Plan.

Following guidelines have generally been adopted while including the candidate projects in the list of 11th Plan projects.

- Those projects already taken up for execution in the 10th Plan period itself and due for commissioning in the 11th Plan period.
- Those thermal projects whose LOA has already been placed by the State and Central Public Sector Corporations.
- Those thermal projects whose LOA has already been placed and the financial closure achieved by private developers.
- Those thermal projects whose LOA is expected to be placed by 30th September, 2008 and commissioning is expected during the 11th Plan keeping in view the normal gestation period.
- Those hydro projects whose concurrence has been issued by CEA and order for main packages is likely to be placed soon.
- Apart from the above, some small hydro projects which are ROR type surface power houses and whose gestation period is less than 5 years are also included. This would need to be rigorously followed up for completion of other formalities.
- Only those gas projects have been included which are already under execution or gas has been tied-up for their operation.

The above guidelines would ensure a higher degree of confidence in fulfilling of the target as compared to 10th Plan. Only those gas projects have been included which are already under execution or gas has been tied up for their operation.

#### **4. DEMAND FOR ELECTRICITY**

Assessment of generation requirement during the 11th Plan is important to work out the generation capacity requirement to be planned for the 11th Plan. Demand projections of various utilities are done by the Electric Power Survey (EPS) Committee. The latest Report in the series is the 17th EPS Report which has just been finalized by the Committee. Besides the 17th EPS, Integrated Energy Policy stipulates generation to grow at 9% p.a. during 11th Plan. Also, as per National Electricity Policy (NEP), the per capita electricity consumption is to increase to 1000 units by the year 2011-12. An assessment has been made of generation requirement according to the above Committee Report/ Policies and three scenarios have been worked out corresponding to the 17th EPS, Integrated Energy Policy and the National Electricity Policy and detailed in the Chapter.

Requirement of Generation from Utilities by 2011-12 in the above three Scenarios, as detailed above has been summarized as below:-

---

Table 2

METHODOLOGY ADOPTED	GENERATION REQUIREMENT
17th EPS Report	About 1036 BU
Integrated Energy Policy Report	1008 BU
National Electricity Policy	1038 BU

The requirement of generation as per 17th EPS & National Electricity Policy (NEP) are more or less same and greater than the requirement as per Integrated Energy Policy. Since the demand as per NEP is the highest, requirement of generation (from utilities) for planning purpose adopted is 1038 BU, which is nearly the same as per the 17th EPS. This would require a generation growth rate of 9.5 % p.a. (CAGR) for utilities above 2006-07 generation level. The 17th EPS report stipulates peak demand of 1,52,746 MW by 2011-12. This has been considered while assessing the 11th Plan capacity addition.

During the 12th Plan period, a GDP growth rate of 9% per annum and elasticity 0.8 as compared to elasticity of 1.0 during 11th Plan has been assumed mainly due to adoption of energy efficient technologies & other Energy Conservation and Demand Side Management measures being taken up during 11th Plan. Accordingly, electricity demand is likely to grow @ 7.2% per annum. Keeping this in view, the energy generation is expected to increase to a level of 1470 BU by 2016-17 from a level of 1038 BU in 2011-12.

As per 17th EPS Report, the energy requirement by Utilities in 2016-17 is 1392 BU at the busbar. Considering 6.5% auxiliary consumption, the gross energy requirement is about 1488 BU.

For the purpose of planning capacity addition during 12th Plan, Electricity generation requirement of 1470 BU as per 9% GDP growth rate and 0.8 elasticity has been adopted. This is very close to the projections of 17th EPS.

## 5. GENERATION RESOURCES AND TECHNOLOGIES – CONVENTIONAL ENERGY SOURCES

In order to meet the growing need for power in the country, it is essential to exploit all available energy resources. Priority has been set for developing cleaner sources of energy like hydro power and other renewable and non-conventional sources. However, coal based thermal generation is expected to continue to dominate power generation and therefore requisite thrust is essential for the development of various technologies including clean coal technologies promoting high efficiency. Nuclear power being clean & environment friendly, needs to be developed to the maximum extent possible.

### HYDRO

An assessment has been made of the hydro electric potential in the country. According to the Studies, the total theoretical potential is estimated to be about 3,00,000 MW and economic power potential as about 50,000 MW (firm), equivalent to about 84,000 MW at 60% Load Factor from 845 schemes. The basin-wise summary of hydro potential is as below:-

Table 3

Sl. No.	River System	No. of Basins Study	Firm Potential (MW)	Potential at 60% LF (MW)	Theoretical potential (MW)	Annual Energy-90% Dependable Year (MU)
1	Indus	6	11,993	19,988	50,712	1,47,751
2	Brahmaputra	9	20,952	34,920	1,46,170	2,67,663
3	Ganga	10	6,429	10,715	52,938	81,100
4	Central Indian Rivers	8	1,644	2,740	14,888	14,998
5	West Flowing Rivers	7	3,689	6,149	9,437	35,680
6	East Flowing Rivers	9	5,719	9,532	26,972	52,901
	Total	49	50,426	84,044	3,01,117	6,00,093

A judicious blend of Storage & Run of River Schemes is to be considered particularly with a view to derive peaking benefits from hydro projects. Out of 845 schemes, 331 schemes have been identified by CEA as storage schemes and their possible installed capacity could be 73,172 MW. Basin-wise details of storage hydro schemes are as listed below:

Table 4

Sl. No.	Basin-wise	No. of storage Sites	Total potential at 60% Load Factor (MW)	Probable Inst. Capacity (MW)
	Indus	23	5,310	8,038
	Brahmaputra	76	23,828	36,289
	Ganga Basin	35	5,586	8,715
	Central Indian Rivers	38	1,982	3,001
	West Flowing Rivers	69	4,247	6,511
	East Flowing Rivers	90	7,009	10,618
	Total	331	47,962	73,172

With an objective of taking up the hydro development in an appropriate sequence, CEA undertook Ranking Studies to determine the inter se priority of hydro projects based on desk studies, available data and weightage criteria for various aspects involved, for their development. Considering these aspects, the schemes have been graded as 'A', 'B' and 'C' categories in order of their priority for development, with priority decreasing from A to C. This exercise was considered helpful to facilitate in identifying the projects for implementation in order of their priority so that hydro development is taken up in appropriate sequence. A total of 399 Schemes with an aggregate installed capacity of about 1,07,000 MW have been prioritised details of which are as follows:



Table 5

S.No	River System / Grade	Category A	Category B	Category C	Total
1	Indus	11	51	17	79
	No. of schemes.	2,522	4,477	3,197	10,196
	Potential (MW)	4,088	8,811	6,080	18,979
	I.C ( MW)				
2	Ganga	20	54	1	75
	No. of schemes	884.1	4,693.1	232.5	5,809.7
	Potential (MW)	2,023	9,616	600	12,239
	I.C ( MW)				
3	Central Indian Rivers	3	9	1	13
	No. of schemes	109	687	55	851
	Potential (MW)	283	1,425	186	1,894
	I.C ( MW)				
4	East Flowing Rivers	11	26	2	39
	No. of schemes	453.5	3,889.2	57.4	4,400.1
	Potential (MW)	1,412	6,469	88	7,969
	I.C ( MW)				
5	West Flowing Rivers	1	10	14	25
	No. of schemes	23.2	618.8	1,000.5	1,642.5
	Potential (MW)	35	958	1,508	2,501
	I.C ( MW)				
6	Brahmaputra	52	97	19	168
	No. of schemes	3,058.3	1,6321.9	6,821.2	26,201.4
	Potential (MW)	7,800	42,574	12,954	63,328
	I.C ( MW)				
<b>GRAND TOTAL</b>					
	No. schemes	98	247	54	399
	Potential (MW)	7,050.1	30,687	11,363.6	49,100.7
	Installed Capacity (MW)	15,641	69,853	21,416	1,06,910

A 50,000 MW Hydro-Electric Initiative has been launched by Hon'ble Prime Minister which covers preparation of PFRs for 162 hydro-electric projects with aggregate capacity of over 50,000 MW in 16 states. The Preliminary Feasibility Reports (PFRs) of 162 sites have been completed for total installed capacity of about 47,930 MW based on their preliminary techno-economic analysis. 78 schemes (34,020 MW) whose first year tariff works out below Rs. 2.50/kWhr have been considered as low tariff hydro electric schemes and have been selected for taking up of detailed Survey & Investigation (S&I), preparation of DPR and their implementation.

All developers are advised to carry out detailed survey and investigations while preparing the DPR to avoid geological surprises, which result in time & cost overruns. The planning and development of hydro projects including statutory clearances normally takes 7 to 8 years. It is therefore necessary to have a ten-year plan for hydro projects. For example the survey & investigation, DPR preparation, obtaining statutory clearances and order for the main equipments for projects planned for 12<sup>th</sup> Plan should be completed during the 11<sup>th</sup> Plan itself.

**THERMAL**

Thermal Power Generation is the backbone of the Indian Power system. The Chapter includes and describes salient features like potential and production capacity of the various fuel options i.e. coal, lignite, gas, LNG and liquid fuel. The coal reserves of India stand at 248 billion tonnes whereas the lignite reserves have been estimated to be about 35.6 billion tonnes. Technology trends in thermal generation as well as other important issues such as water optimization, coal quality improvement, ash utilisation, coal based clean technology, etc., have also been included. All efforts need to be made to tap the potential in an environment friendly, cost effective and sustainable manner.

**NUCLEAR**

Nuclear power, being a clean and environment friendly source of energy, is a good option for power generation. The Chapter includes various technologies, including future unit sizes and evolution of future programmes for development of nuclear power up to the year 2020. Nuclear Power Programme upto the year 2020 is as follows:-

**Table 6**

Details	Capacity Addition (MWe)	Cumulative Capacity (MWe)
Nuclear Power Reactors in Operation		3900
<u>Projects Under Construction</u> <b>To be Completed in first 2 years of 11<sup>th</sup> Plan</b> Kaiga-3            220 MWe Kaiga-4            220 MWe KKNPP-1&2    2X1000 MWe RAPP-5&6        2X 220 MWe	2,880	6,780 (By 12/2008)
<b>To be completed during 2009-12</b> PFBR-500 MWe at Kalpakkam, Tamil Nadu	500	7,280 (By 2011-12)
<u>Future Units for Completion by 2020</u> Mix of 1000 MWe LWRs, 700 MWe PHWRs, 500 MWe FBRs.	About 12,700	About 20,000 (By 2020)

## 6. GENERATION RESOURCES AND TECHNOLOGIES – NON-CONVENTIONAL ENERGY SOURCES

Source-wise details of potential and cumulative Installed Capacity as on 31.12.2006 of Grid Interactive Renewable Power (including captive capacity) are as given in Table 7 below:

Table 7

**CUMULATIVE POTENTIAL AND ACHIEVEMENTS FOR GRID INTERACTIVE  
RENEWABLE POWER AS ON 31.12.2006**

(Figures in MW)

Sources / Systems	Estimated mid-Term (2032) Potential	Cumulative Installed Capacity (As on 31.12.2006)
Wind Power	45,000	6270
Bio- Power (Agro residues & Plantations)	61,000	500
Co-generation Baggasse	5,000	595
Small Hydro (up to 25 MW)	15,000	1895
Waste to Energy	7,000	41
Solar Photovoltaic	50,000	3
<b>TOTAL</b>	<b>1,83,000</b>	<b>9304*</b>

**Source MNRE**

\* Includes Captive capacity

A target of 3075 MW was set for the 10<sup>th</sup> Plan in respect of grid interactive renewable power against which an achievement of 5829 MW has been made during the 10<sup>th</sup> Plan (as on 31.12.2006).

Details of 11<sup>th</sup> Plan target of Grid Interactive renewable power are furnished below:

Table 8

**11<sup>TH</sup> PLAN TENTATIVE TARGETS FOR GRID INTERACTIVE RENEWABLE POWER**

(Figures in MW)

Sources / Systems	Target for 11 <sup>th</sup> plan
Wind Power	10,500
Biomass Power Baggasse Co-generation Biomass Gasifiers	2,100
Small Hydro (up to 25 MW)	1400
<b>TOTAL</b>	<b>14,000</b>

Source: MNRE

Considering the 10th Plan and tentative 11<sup>th</sup> Plan capacity addition, Summary of Installed Capacity is furnished below:

Installed capacity by the end of 9 <sup>th</sup> Plan (As on 31.3.2002)	3,475 MW
Installed capacity by the end of 2005-06 (As on 31.3.2006)	8,088 MW
Programme for 2006-07	1,888 MW
11 <sup>th</sup> Plan programme for 2007-12	14,000 MW
Total Installed Capacity expected by the end of 11 <sup>th</sup> plan	23,976 MW
Say	24,000 MW

Development of renewable energy is very important & should be encouraged. However, benefit from renewable energy sources has not been considered in the planning studies as electrical energy fed into the grid from these sources is small and considered non-dispatchable.

## 7. RURAL ELECTRIFICATION

The National Electricity Policy envisages that the task of rural electrification for securing electricity access to all households and also ensuring that electricity reaches poor and marginal sections of the society at reasonable rates is completed within the next five years. Definition of village electrification has been revised and is as follows.

A village would be declared as electrified if:

- (i) Basic infrastructure such as Distribution Transformer and Distribution lines are provided in the inhabited locality as well as the Dalit Basti/ hamlet where ever these exist. (For electrification through Non-Conventional Energy Sources, a Distribution Transformer may not be necessary).
- (ii) Electricity is provided to public places like Schools, Panchayat Office, Health Centres, Dispensaries, Community centres etc. and
- (iii) The number of households electrified should be at least 10% of the total number of households in the village.

Accordingly the complete demand of rural electrification has been separately worked out and taken into consideration while working out the Generation Capacity Addition Programme.

The chapter also includes the present status of village electrification which indicates that 80% of villages have been electrified as on 28<sup>th</sup> February, 2006. Programme for 10<sup>th</sup> & 11<sup>th</sup> plans and various steps taken by the Government to streamline pace of Rural Electrification have also been highlighted in this Chapter. Under the "Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana 1,25,000 unelectrified villages including 24,418 remote villages are to be electrified at an estimated cost of Rs 16,000 crores.

## 8. CAPTIVE POWER GENERATION

Installed capacity of captive power plants increased from 588 MW in 1950 to about 19,100 MW (1 MW and above) at present. Energy generation from captive power plants (1MW and above) during the year 2004-05 has been about 72 billion units. Capacity addition of about 12,000 MW is expected from Captive plants during 11<sup>th</sup> Plan and about 20% of capacity may be available to be fed into grid for meeting the demand of the deficit distribution companies.

To harness surplus capacity from captive power plants it is essential that various bottlenecks being faced are addressed and technical and commercial issues are resolved to make the export arrangements attractive and commercially viable.

MoP and CEA have taken a number of Initiatives to address issues being faced by captive power plants to facilitate flow of surplus power to the grid which include regional level meetings at different locations across the country, creation of specific sub-group to consider industry specific issues, taking up of the matter with Forum of Regulators (FOR) and organisation of a Workshop on CPPs by CEA which provided a platform to promoters of CPPs to interact with senior ministry officials & regulators.

Major Recommendations in respect of Captive as well as Cogeneration/ renewable energy sources are as follows:

- To initiate action through Energy Departments of States to identify surplus captive capacity and approach State Utilities/Discoms to buy surplus power from captive power plants.
- As one of the option, CPP may be given tariff at frequency based energy rates as applicable to Unscheduled Interchanges (UI).
- Electricity duty plus cess to be reduced in certain States where it is too high.
- Electricity duty should be imposed on consumption and not on generation.
- Custom duty on import of all fuels to be fixed at reasonable rates.
- Open access to be allowed in phases by SERCS who have issued regulations for open access.
- Monitoring of capacity addition and generation from captive/co-generation plants to be strengthened in association with Ministry of Non-Conventional Energy Sources.
- Minimum demand energy charges should be on actual basis rather than on connected load of Industry having CPP.
- SERCs should encourage and specify minimum percentage for purchase of power from renewable and co-generation plants.
- Mandating distribution utilities in the State to purchase renewable energy to reach a target of 5% of total energy consumption in the area of each DISCOM/licensee by the year 2012 on a sliding scale beginning from 1-2% in the first year of the 11<sup>th</sup> Plan.
- Co-generation power to be given "Must Run" status.
- Provision of banking facility may be considered and withdrawal of banked energy may not be linked with grid frequency and time of day in respect of renewable energy sources and captive/co-generation plants.
- There should be no cross-subsidy surcharge on surplus power to be supplied by renewable source based captive/Co-generation plant.

## 9. RENOVATION, MODERNISATION, UPRATING AND LIFE EXTENSION

In view of the large quantum of finances required to install additional capacity, the optimisation of generation from existing capacity through R&M, uprating & LE is considered to be the best option to achieve additional generation at a much lower cost and in a shorter

---

time The Chapter includes details of R&M /LE Programmes for hydro and thermal stations upto the 11<sup>th</sup> Plan. The Achievements made in the past plans have also been furnished along with benefits accrued and expenditure involved in the Chapter. Details of R&M/LE programme are given below:

## THERMAL

Table 9

• 10<sup>th</sup> Plan - Main features of R&M/ LE Programme

	Particulars	R&M	LEP
(i)	Number of thermal power stations covered	13	32
(ii)	Number of thermal units	57	106
(iii)	Total capacity involved (MW)	14270	10413
(iv)	Expected capacity after LEP (MW)	-	10747
(v)	Average PLF of the units before R&M/LEP programme (%)	-	49
(vi)	PLF anticipated after completion (%)	-	75
(vii)	Anticipated additional generation/ annum (MU)	Sustenance	23700
(viii)	Estimated Cost (Rs. Crores)	977	9200

- 10<sup>th</sup> Plan- R&M programme achieved as per target.

Table 10

• 10<sup>th</sup> Plan - Summary of LE works

	LE Works	No. of Units	MW
(i)	Work Completed	11	985
(ii)	Under execution (likely to be completed in 10 <sup>th</sup> Plan)	8	474
(iii)	Orders placed	16	2560
(iv)	Not economically viable	26	1698
(v)	PIE Programme	21	2203
(vi)	Orders not placed likely to come up later	24	2492.5
	Total	106	10413

- 11<sup>th</sup> Plan - R & M programme  
34 units aggregating to 7395 MW identified
- 11<sup>th</sup> Plan - LE Works

Table 11

Description	LE
No. of Units Covered	71
Capacity (MW)	11,738
Estimated Cost (Rs. Crores)	Rs 1cr to 1.25 cr /MW
Targeted Benefits (MUs /Annum )	Increase in life by 15 – 20 years

- Improvement In Performance By Modern O & M Practices- Partnership For Excellence In Plant Performance (PIE)

**HYDRO****Table 12**

- 10<sup>TH</sup> Plan – Programme and achievement R & M and LE**

Description	R&M	LE
No. of Projects Covered	37	16
Capacity (MW)	5257.85	636.25
Estimated Cost (Rs. Crores)	1116.11	
Expenditure incurred (Rs. Crores) till 5/06	1053	
Targeted Benefits (MW)	137.83	636.25
Actual Benefits achieved (MW)	1255	569.6

**Table 13**

- 11<sup>th</sup> Plan - Programme**

Description	R&M	LE
No. of projects Covered	60	41
Capacity (MW)	1123.15	4025.2
Estimated Cost (Rs. Crores)	3465.	
Expenditure incurred (Rs. Crores) till 5/06	274.3	
Targeted Benefits (MW)	302.25	4025.21

- Firm Plans have not been evolved for 12<sup>th</sup> Plan.

**NUCLEAR****Table 14**

Figs in Rs cr.

Name of project	Estd. Completion cost	Anticipated exp. by 10 <sup>th</sup> Plan end	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	Total 11 <sup>th</sup> Plan
NAPS -1&2	247	171	105					105
KAPS-1	133	5	66	54				119

**10. ENERGY CONSERVATION AND DEMAND SIDE MANAGEMENT**

Besides capacity addition, the other alternate way to bridge the gap between demand and supply is to optimally utilize the existing capacity by adopting energy conservation measures. Demand side management measures help to reduce the peak demand. By the end of 11th Plan, the saving potential in terms of energy is about 134 BU and the avoidable generation capacity is 19,355 MW. The details of the above at the end 11<sup>th</sup> plan are given below:

Table 15

Sector (consumption)	Saving potential at consumer end (BU)	Saving at Power Station Bus Bar (T&D loss 20%) (BU)	MW Saving at Power Station Bus Bar 80% PLF	Avoidable MW addition (7% Auxiliary Consumption)
Industry: (363 BU)	54.5(15%)	68.1	9,717	10,449
Agriculture: (188 BU)	28.2 (15%)	35.3	5,037	5,416
Domestic & commercial (182 BU)	18.2 (10%)	22.75	3,246	3,490
<b>Total</b>		134.4	18,000	19,355

Therefore considering the status of implementation of Energy Conservation and DSM measures and realisation of above stated benefits, it is expected that capacity addition requirement during 11th Plan would get reduced. Additional capacity thus available has been considered as bonus.

Details of Energy Conservation Act and achievements as well as Programmes of Bureau of Energy Efficiency (BEE) have also been included in the Chapter.

Government of National Capital Territory of Delhi has issued a Gazette Notification, dated 28<sup>th</sup> September, 2006, regarding Mandatory use of Compact Fluorescent Lamps (CFL), Electronic Chokes in Government Buildings & Solar Water heating systems, ISI marked Motor Pump sets Power Capacitors & reflex valves etc. for various types of energy consumers for efficient use of energy & conservation. The details of notification have also been incorporated in Chapter 10.

## 11. MEDIUM AND LONG TERM PLANNING

### *ELEVENTH PLAN (2007-12)*

The demand projections as per the provisions of National Electricity Policy (NEP) i.e. the per capita electricity consumption to increase to 1,000 units by the year 2011-12, have been taken as the base in the planning studies. Therefore the requirement of generation (from utilities) for planning purpose adopted is 1038 BU, which is nearly the same as per the 17<sup>th</sup> EPS. This would require a generation growth rate of 9.5 % p.a. (CAGR) for utilities above 2006-07 generation level. The 17<sup>th</sup> EPS Report stipulates peak demand of 1,52,746 MW by 2011-12. This has been considered while assessing the 11<sup>th</sup> Plan capacity addition.

Generation expansion planning studies for 11<sup>th</sup> plan end (2011-12) have been carried out to assess the requirement of additional generating capacity during the 11<sup>th</sup> plan period (2007-12), based on above demand. The latest norms for the availability of Generating stations, auxiliary consumption, heat rate, financial parameters and reliability indices, as approved by the Authority based on the past actual performance data, have been taken into consideration. Fuel requirement has been worked out on a normative basis.



Derating, uprating and retirement of generating units already done as well as programmed has been accounted for in the studies. Benefits from Non conventional energy sources and surplus power from captive plants fed into the grid have not been considered as these benefits would only serve as bonus to the total capacity addition Programme.

Spinning Reserve requirement of 5% as spelt out in the Electricity Policy has been considered. This has been accounted for by reducing the availability norms of generating units by 5% for each category of units.

The requirement of additional capacity during 11<sup>th</sup> plan works out to about 82,500 MW taking into account 10<sup>th</sup> plan actual capacity addition of 21,180 MW. However, depending upon the preparedness of various projects only about 78,530 MW capacity addition is feasible during 11<sup>th</sup> plan. This shortfall viz-a viz the required capacity addition as per stipulations of National Electricity Policy is expected to be met from renewable energy sources and surplus from captive power plants. MNRE has projected a grid connected renewable capacity addition of 14,000 MW during 11<sup>th</sup> plan. The demand side management and energy efficiency measures would further help in bringing down the peak demand. In addition, efforts shall also be made to realize benefits from projects which can be commissioned with additional efforts (best effort projects, totalling to about 11,545 MW) during the 11<sup>th</sup> plan. Efforts are also underway to tap surplus power from grid connected captive power plants. A capacity of about 12,000 MW is likely to be commissioned during 11<sup>th</sup> plan period, 20% of which is likely to be available to the Grid. As regards the creation of spinning reserve of 5%, it may be mentioned that based upon proposed capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, about 5,500 MW (2.8 %) spinning reserve is likely to be created in the system by 2011-12.

Even though the contribution of State Sector has been increased to 27,952 MW compared to 11,157 MW in 10<sup>th</sup> plan, achieving a proportionate increase in State Sector, it may be kept in mind that the state sector target in 10<sup>th</sup> plan was a modest target. Central sector was expected to provide supplementary role in capacity addition, but due to non preparedness of the states to add capacity, central sector has taken a major share. Though the target for state sector has been decided keeping in view the present status of preparedness of projects, efforts have to be made to encourage some more projects in state sector to be included in the 11<sup>th</sup> Plan. Increase of hydro projects may not be possible due to larger gestation period, but some thermal projects could be taken up out of shelf of projects available with CEA (best effort projects in Appendix 11.1 as well as shelf of thermal projects for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan, indicated in Appendix 11.3). A constant follow up is needed with the states which are expected to face shortage by the end of 11<sup>th</sup> Plan and have to depend heavily on central sector or surplus available with other states to meet the demand.

Taking into account the uncertainty in the availability of Gas and prevailing high price of petroleum products, the thermal capacity addition is predominantly coal based and a small gas based capacity of about 4,242 MW has been included in the 11<sup>th</sup> Plan. These gas based projects are already under execution or gas has been tied up from local sources. However, a large number of gas based power plants totalling to 12,980 MW have been identified at

---

various locations in the country. If gas becomes available at a reasonable price, more gas based projects may be taken up during later half of 11<sup>th</sup> plan

A large capacity of hydro and nuclear plants needs to be taken up during 12<sup>th</sup> plan for energy security of the country and to minimize green house gas emissions caused by thermal generation. In the 11<sup>th</sup> plan only 16,553 MW hydro capacity has been proposed keeping in view the preparedness of the hydro projects. In case of hydro projects, investigation, preparation of DPR and construction of infrastructure facilities takes about two years and project execution may take another five years. In view of large gestation period of hydro projects, survey and investigation, preparation of DPR, providing initial infrastructure, concurrence of CEA/State Government, environmental clearance and LOA for main packages of the projects planned for 12<sup>th</sup> Plan has to be completed well before commencement of the 12<sup>th</sup> Plan. CEA and MoP have to monitor the progress in respect of all the projects to ensure placement of LOA for main equipment during the 11<sup>th</sup> Plan itself. Similarly, a modest target of 3,380 MW has been set up for nuclear capacity during 11<sup>th</sup> Plan. The present programme of Nuclear Power Corporation for 12<sup>th</sup> plan is about 11,000 MW. Another 2,000 MW is being planned by NTPC. However, with opening up of the sector to other players and availability of fuel from international market, we can expect an increase in the target for nuclear power capacity for 12<sup>th</sup> Plan.

#### SUMMARY OF 11<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION:

11<sup>th</sup> Plan feasible capacity of 78,530 MW comprises of 47,178 MW of projects under construction and 31,352 MW of committed capacity. Details are furnished in Table 16 below:

Table 16

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
Projects Under Construction	13,831	29,967	25,625	1,200	3,142	3,380	47,178
Committed Projects	2,722	28,630	27,280	250	1,100	-	31,352
Total	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530

(The above does not include Merchant Power Plants which might additionally come during 11<sup>th</sup> plan period.)

The sector wise break-up of feasible capacity addition during 11<sup>th</sup> plan is given in Table 17 below:

Table 17

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL (%)
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	9,685	26,764	24,310	1,000	1,454	3,380	39,829 (50.72 %)
STATE	3,605	24,347	23,135	450	762	-	27,952 (35.60 %)
PRIVATE	3,263	7,486	5,460	0	2,026	-	10,749 (13.68 %)
ALL-INDIA	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530 (100%)

**PROJECTS UNDER CONSTRUCTION**

Details of Projects under Construction are furnished in Table 18 below:

Table 18

Projects under construction

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	8565	11644	10190	750	704	3380	23589
STATE	3075	13597	12735	450	412	-	16672
PRIVATE	2191	4726	2700	0	2026	-	6917
ALL-INDIA	13831	29967	25625	1200	3142	3380	47178

**COMMITTED PROJECTS**

Details of Committed Projects are furnished in Table 19 below:

Table 19

Committed Capacity

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	1120	15120	14120	250	750	0	16240
STATE	530	10750	10400	0	350	-	11280
PRIVATE	1072	2760	2760	0	0	-	3832
ALL-INDIA	2722	28630	27280	250	1100	0	31352

All the hydro projects included under Committed category have been accorded concurrence by CEA/State Government except five number projects totalling to 585 MW viz. Vyasi, 120 MW in Uttaranchal, UBDC III, 75 MW in Punjab, Lower Juraia, 240 MW in Andhra Pradesh,

Tangu Romai, 50 MW and Tidong I, 100 MW in Himachal Pradesh. All efforts have to be made to place orders for these projects during the first year of 11<sup>th</sup> plan itself.

#### THERMAL PROJECTS-BY TYPE

The details of thermal power projects totalling to 58,597 MW (projects under construction and committed) in terms of their location i.e. pithead, load centre and coastal is given in Table 20 below:

Table 20  
DETAILS OF THERMAL POWER PROJECTS- BY TYPE

Figures in MW

REGION	PIT HEAD* COAL	LOAD CENTRE COAL	COASTAL COAL	TOTAL COAL	LIGNITE	GAS/LNG	TOTAL
NORTHERN	2500	9805		12305	625	220	13150
WESTERN	9090	6210	500	15800	325	2211	18336
SOUTHERN	500	4560	3800	8860	500	1001	10361
EASTERN	12120	3070		15190			15190
NORTH EASTERN		750		750		810	1560
ALL-INDIA	24210	24395	4300	52905	1450	4242	58597

\* Pit Head Stations are those stations having their own dedicated coal transportation system (MGR/Rope way) from the mine to the power house and are independent from Railways for coal movement.

#### THERMAL PROJECTS-BY UNIT SIZE

Details of thermal projects totalling to 58,597 MW in various Regions grouped on basis of their unit size are given in Table 21 below:

Table 21  
DETAILS OF THERMAL POWER PROJECTS-BY UNIT SIZE

REGION	800/660 MW UNITS	500 / 600 MW UNITS	210/250/ 300 MW UNITS	110/125 MW UNITS	TOTAL	GAS/ LNG MODULE	TOTAL
NORTHERN		17	14	5	36	1	37
WESTERN	4	16	20	3	43	5	48
SOUTHERN	1	14	6		21	3	24
EASTERN	7	13	16		36		36
NORTH EASTERN			3		3	5	8
ALL-INDIA (NOS.)	12	60	59	8	139	14	153
ALL-INDIA (MW)	8060	30160	15185	950	54355	4242	58597

**THERMAL PROJECTS- WITH ADDITIONAL EFFORTS**

Thermal projects aggregating to a capacity of 11,545 MW have been identified out of shelf of projects for 12<sup>th</sup> plan which can be commissioned during 11<sup>th</sup> Plan with additional efforts. Action should be taken to obtain all clearances, coal linkage and placement of orders during first year of the 11<sup>th</sup> plan for these projects. Details of the same are furnished in Table 22:

**Table 22**  
**Thermal Projects with Additional Efforts**

SECTOR	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
		COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	4,190	4,190	0	0	0	4,190
STATE	3,300	2,300	1,000	0	-	3,300
PRIVATE	4,055	4,055	0	0	-	4,055
ALL-INDIA	11,545	10,545	1,000	0	0	11,545

(It is understood that EPC contract for a capacity of 1,615 MW viz. Rosa 600 MW and Nagarjuna 1,015 MW has been placed recently)

**ADDITIONAL THERMAL GAS BASED PROJECTS- DEPENDING ON GAS AVAILABILITY**

Gas based power plants totalling to 12,980 MW have been identified at various locations in the country. If gas becomes available at a reasonable price, these gas based projects may materialize during later half of 11<sup>th</sup> plan. A list of such projects has been given at Table 23 below:

**Table 23**  
**List of additional Gas based Projects**

Plant Name	State	Agency	Sector	Capacity (MW)
Kayamkulam	Kerala	NTPC	C	1950
Kawas II	Gujarat	NTPC	C	1300
Gandhar II	Gujarat	NTPC	C	1300
Pragati II	Delhi	Pragati Power	S	330
Pragati III (Bawana)	Delhi	Pragati Power	S	1000
Reliance-Dadri	UP	Reliance Energy	P	5600
Essar Hazira	Gujarat	Essar Power	P	1500
Total				12980

The developers are advised to be in preparedness to take up these projects during the 11<sup>th</sup> plan if gas is available at a reasonable price.

**HYDRO PROJECTS-BY TYPE**

Details of feasible hydro projects depending on type are furnished in Table 24 below:

**Table 24**  
**Details of Hydro Power Projects**

REGION	ROR	STORAGE	PSS	Figures in
				MW
TOTAL				
NORTHERN	6449	1320	1000	8769
WESTERN	520	400	250	1170
SOUTHERN	653	564	0	1217
EASTERN	1623	150	900	2673
NORTH EASTERN	40	2684	0	2724
ALL-INDIA	9285	5118	2150	16553

ROR: Run of River; PSS: Pump Storage

**FUEL REQUIREMENT**

Fuel Requirement during terminal year of 11<sup>th</sup> Plan (2011-12), considering 78,530 MW capacity addition during 11<sup>th</sup> plan and normative PLFs is summarized in Table 25 below:

**Table 25**  
**Fuel Requirement Estimated during 2011-12**

Fuel	Requirement (2011-12)
Domestic Coal*	550 MT
Lignite	33 MT
Gas/LNG **	89 MMSCMD

\* The total coal availability from domestic sources is expected to be 482 MT per annum by 2011-12. Accordingly, imported coal of the order of 40 MT, equivalent to 68 MT of Indian coal, may have to be organised. This quantity may reduce provided production of domestic coal is increased.

\*\* 89 MMSCMD of gas requirement at 90% PLF has been projected in 2011-12. At present, the availability of gas is of the order of 36 MMSCMD and therefore not sufficient to meet the requirement of even existing plants.

**TWELFTH PLAN (2012- 17)**

As per 17<sup>th</sup> EPS Report, the energy requirement by Utilities in 2016-17 is 1392 BU at the bus bar. Considering 6.5% auxiliary consumption, the gross energy requirement is about 1488 BU.

Various Scenarios based on GDP growth rates of 8%, 9% and 10% and GDP Electricity elasticity of 0.9 and 0.8 have been worked out and details of the results are as furnished in the Table 26 below:

**Table 26**  
**Capacity addition required during 12th plan (2012-17)**

<b>GDP Growth</b>	<b>GDP /Electricity Elasticity</b>	<b>Electricity Generation Required (BU)</b>	<b>Peak Demand (MW)</b>	<b>Installed Capacity (MW)</b>	<b>Capacity Addition Required During 12<sup>th</sup> PLAN (MW)</b>
<b>8 %</b>	0.8	1,415	2,15,700	2,80,300	70,800
	0.9	1,470	2,24,600	2,917,00	82,200
<b>9 %</b>	0.8	1,470	2,24,600	2,917,00	82,200
	0.9	1,532	2,33,300	3,03,800	94,300
<b>10 %</b>	0.8	1,525	2,32,300	3,02,300	92,800
	0.9	1,597	2,44,000	3,17,000	1,07,500

It would be seen from the above table that under various growth scenarios, the capacity addition required during 12<sup>th</sup> plan would be in the range of 70,000 - 1,07,500 MW, based on normative parameters.

Keeping in view the economic development scenario during the 12<sup>th</sup> Plan period, a GDP growth rate of 9% per annum and elasticity 0.8 as compared to elasticity of 1.0 during 11<sup>th</sup> Plan has been assumed mainly due to adoption of energy efficient technologies and other Energy Conservation and Demand Side Management measures being taken up during 11<sup>th</sup> Plan. Accordingly, it emerges that electricity demand is likely to grow @ 7.2% per annum. Keeping this in view, the energy generation should increase to a level of 1470 BU by 2016-17 from a level of 1038 BU in 2011-12

For the purpose of planning capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan, Electricity generation requirement of 1470 BU as per 9% GDP growth rate and 0.8 elasticity has been adopted. This is very close to the projections of 17<sup>th</sup> EPS.

A capacity addition of 82,200 MW for the 12<sup>th</sup> Plan based on Scenario of 9% GDP growth rate and an elasticity of 0.8% is recommended.

A shelf of projects totalling to about 1,67,000 MW has been prepared for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan and beyond, out of which a capacity of 82,200 MW (comprising 30,000 MW hydro, 40,000 MW thermal and 11,000 - 13,000 MW nuclear) has to be taken up for advance action during 11<sup>th</sup> plan. Orders for at least 70-80 % of the capacity planned for 12<sup>th</sup> plan should be placed during 11<sup>th</sup> plan itself to ensure commissioning of projects during the 12<sup>th</sup> plan.

Shelf of projects for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan and beyond is summarized in Table 27 below:

**Table 27**  
**Shelf of Projects for 12<sup>th</sup> Plan and Beyond**

<b>TYPE</b>	<b>Total Shelf (MW)</b>	<b>Capacity likely in 11<sup>th</sup> plan with best efforts (MW)</b>
<b>Hydro</b>	40,658	0
<b>Thermal</b>	1,14,018	11,545
<b>Coal</b>	94,185	10,545
<b>Lignite</b>	4,250	1,000
<b>Gas/LNG</b>	15,583	-
<b>Nuclear</b>	12,800	-
<b>Total</b>	1,67,476	11,545

#### **IMPLEMENTATION OF THE RECOMMENDATIONS**

Out of the total feasible capacity addition of about 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, projects totalling to 47,178 MW are already under construction comprising 13,831 MW hydro, 29,967 MW Thermal and 3,380 MW Nuclear for which orders have already been placed. Projects totalling to 31,352 MW are under committed category for which various inputs/clearances are being arranged. Orders for these projects are yet to be placed. All efforts are to be made to ensure that orders for the remaining capacity are placed and all clearances obtained in the first year of 11<sup>th</sup> plan.

In addition to above thermal projects totalling to about 11,545 MW have been put under projects with additional efforts category. Efforts should be made to bring some additional project out of these projects during 11<sup>th</sup> plan itself.

Implementation of this large capacity would call for augmentation of manufacturing capabilities in the various input sectors namely,

- **Main Plant and equipments** - Augmentation of manufacturing capacity and project implementation capability of BHEL from present level of 4,500 MW to more than 10,000 MW per annum and also necessary arrangements for manufacture of 800 MW class of super critical technology boilers and corresponding TG sets.
- **Fuel tie up** - Coal based capacity of about 52,905 MW has been identified for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan period and the requirement of domestic coal during 2011-12 has been assessed as 550 Million tons per annum. This will also be a big challenge for the coal companies to meet the demand. As far as thermal power plants based on gas is concerned, during 11<sup>th</sup> Plan a capacity of 4,242 MW has only been considered for benefit because of non availability of sufficient quantity of gas/LNG at affordable prices. However, large capacity of gas based plants totalling to about 13,000 MW has been identified. As and when, suitable quantity of gas is made available at affordable price they could be commissioned in about 2-3 years time.
- **Key Inputs** - This would call for augmentation in manufacturing capacities of steel, cement, aluminium and also in the manufacturing capabilities of various associated equipment like, large motors, coal handling plants, water treatment plants, ash handling and ash utilizing facilities, etc.



- **Construction agencies** – This area also needs large augmentation as at present there is lack of qualified contractors for taking up construction of large hydro and thermal power plants.
- **Funding arrangements** – Large requirement of capital had to be met. Approximately capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> Plan may require funds to the tune of Rs. 4,10,896 crore for generation projects only.
- **Man Power and Training** – In accordance with the growth in capacity addition, it is essential to recruit and train adequate manpower for erection, commissioning as well as operation of power stations.

#### ENVIRONMENTAL ASPECTS

CO<sub>2</sub> emission and fly ash generated based on capacity addition required during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> plan has been calculated. Considering actual capacity addition of 21,180 MW during 10<sup>th</sup> Plan, total CO<sub>2</sub> emission/year at the end of 10<sup>th</sup> plan on a normative basis works out to about 480 Million Tonnes. Additional CO<sub>2</sub> emission/year during 2011-12 i.e. terminal year of 11<sup>th</sup> Plan, on a normative basis on account of tentative thermal capacity addition of 58,597 MW (during 11<sup>th</sup> plan) works out to about 360 Million Tonnes/annum, resulting in total CO<sub>2</sub> emission/annum of 840 Million Tonnes during 2011-12.

In the 12<sup>th</sup> plan, thermal units with supercritical technology has to be encouraged to reduce CO<sub>2</sub> emission.

Additional CO<sub>2</sub> emission/year during 2016-17, on a normative basis on account of tentative thermal capacity addition of 40,000 MW (during 12<sup>th</sup> plan) works out to about 252 Million Tonnes/annum during 2016-17, resulting in total CO<sub>2</sub> emission/annum of 1092 Million Tonnes during 2016-17.

Fly ash generated per annum at the end of 10<sup>th</sup> plan (2006-07) is expected to be about 98 Million Tonnes. Additional Fly ash generated on a normative basis during 11<sup>th</sup> plan (2007-12) works out to about 82 Million Tonnes/annum during 2011-12, resulting in total fly ash generation of about 180 Million Tonnes in that year.

Additional Fly ash generated on a normative basis during 12<sup>th</sup> plan (2012-17) works out to about 60 Million Tonnes/annum during 2016-17 resulting in total fly ash generation of about 240 Million Tonnes in that year.

The present utilisation of ash at thermal power plants is about 46 %. This has to be enhanced to 100 % utilisation. All new thermal projects should have dry ash storage system (silos) to facilitate transportation of ash.

## 12. POWER GENERATION AND ENVIRONMENT

The environmental concerns arising as a consequence of setting up of thermal, hydro and nuclear power plants have been covered in this chapter. Legislation enacted for environment protection and improvement have also been detailed along with principal objectives of

---

environment protection. Power projects are being developed within the ambit of environmental protection and as per the guidelines and norms stipulated by MOE&F.

### **13. ENERGY SECURITY**

Energy security is a key concern for India. This Chapter includes important factors affecting energy security and various options for strengthening Energy Security of the country. Efforts need to be made to draw up a more purposeful policy for production of hydrocarbons and fuel substitution initiatives which reduce dependence on oil imports. Governments at the centre and the states need to urgently build capacity in local institutions for attaining an energy path which is sustainable and relevant for the endowment of resources at the local level. Developing a technology policy for the energy sector commensurate with the security and other considerations is also essential. Hydro, Nuclear and Renewable are potential resources that would need to be exploited for long-term energy security.

### **14. RESEARCH AND DEVELOPMENT IN THE POWER SECTOR**

A comprehensive R&D agenda with a market driven approach and exploiting the existing R&D capabilities has been adopted for the Power Sector. Standing Committee on R&D has been formed to prepare a Perspective Research and Development Plan for 15 years for the Power Sector by establishing linkages between the basic and the applied research & development needs of the Power Sector and the National level and organizational level research & development plans. The Prioritized areas of Applied Research & Development have been identified and an Action Plan has been prepared to provide a general framework for action at different levels.

Detailed proposals have been prepared by the lead agencies identified for each of the prioritized research projects. A requirement of Rs. 3000 crores has been indicated in the National Perspective Plan for 15 years. Certain experimental and development projects have been initiated, whereas action in respect of major thrust areas needs to be expedited.

### **15. HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT FOR POWER SECTOR**

Training Strategy has been highlighted in the chapter, which includes Induction level training for new recruits, Refresher/advanced training for existing employees and Management training for the Managers. An assessment of manpower has been made for 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plan.

The manpower requirement at the end of the 10<sup>th</sup> plan has been assessed as 9.24 lakhs, out of which the technical manpower is 6.96 lakhs and non-technical 2.28 lakhs. The additional manpower requirement in 11<sup>th</sup> plan, is projected to be of the order of 3.6 lakhs out of which 2.75 lakhs will be technical and 0.84 lakhs non-technical. The total manpower by the end of 11<sup>th</sup> Plan has been assessed as 11.70 lakhs, out of which 8.85 lakhs will be technical and 2.84 lakhs non-technical. Total manpower likely to be required by end of 10<sup>th</sup> & 11<sup>th</sup> Plans are given in Table 28 & Table 29 respectively.

---

Table 28

**TOTAL MANPOWER LIKELY TO BE REQUIRED BY THE END OF 10<sup>th</sup> PLAN (i.e. 31.3.2007)****(In Thousands)**

	TECHNICAL	NON-TECHNICAL	TOTAL
Thermal	95.95	34.05	130
Hydro	43.32	19.55	62.87
Nuclear	7.99	3.78	11.77
Power System (T&D)	549.02	171.19	720.21
<b>Total</b>	<b>696.28</b>	<b>228.57</b>	<b>924.85</b>

Table 29

**TOTAL MANPOWER LIKELY TO BE REQUIRED BY THE END OF 11<sup>th</sup> PLAN (i.e. 31.3.2012)****(In Thousands)**

	TECHNICAL	NON-TECHNICAL	TOTAL
Thermal	122.07	43.55	165.62
Hydro	62.11	23.74	85.85
Nuclear	11.10	5.06	16.16
Power System (T&D)	689.81	212.59	902.4
<b>Total</b>	<b>885.09</b>	<b>284.94</b>	<b>1170.03</b>

Details of existing training facilities in the power sector along with areas of concern and required measures have also been highlighted in this chapter. It is also recommended that training facilities are made available which are required to train the manpower likely to be required by the end of 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> plan.

## 16. ELECTRICAL EQUIPMENT AND KEY INPUTS

In this Chapter a broad overview has been provided about the requirement of electrical equipments during the coming years for generation projects. For the successful implementation of the power expansion plan evolved based on the detailed studies carried out by CEA, it is essential that all the key inputs required are made available as per the schedule of the requirement of individual power project.

During the 11th and 12th Plan, electrical equipments for thermal capacity addition of about 1,00,000 MW is expected to be required. This comprises of coal-based units of about 51 nos. 660/800 MW units, 74 nos. 500MW units, 69 nos. 300/250/ 210 MW units, 8 nos. 125 MW units and 13 modules of gas turbine stations. Requirement of various electrical and mechanical components of hydro plants for a capacity addition of about 46,553 MW during 11th and 12th plan have been assessed. For timely implementation of projects, it is essential to enhance production capacity to match the requirement.

It has been well recognised that the timely supply of the key inputs is essential for completion of projects as per their schedule. This Chapter broadly details the requirement of key inputs for infrastructure requirement of hydro and thermal plants, namely, steel, cement, EC grade Aluminium during 11th and 12th Plan. Details of key material are furnished below:

**Table 30**  
**PROJECTED MATERIAL REQUIREMENT FOR 11<sup>th</sup> PLAN PROJECTS**  
(In Thousand Tonnes)

Sl. No	Materials	Thermal (Coal based)	Thermal (Non-coal based)	Hydro	Total
1.	Cement	8153	254	15825	24232
2.	Steel	7099	219	2102	9420
3.	Aluminium	27	2.1	1.6	30.7

Excluding nuclear projects

**Table 31**  
**PROJECTED MATERIAL REQUIREMENT FOR 12<sup>th</sup> PLAN PROJECTS**  
(In Thousand Tonnes)

Sl. No	Materials	Thermal (Coal based) (40,200 MW)	Hydro (30,000 MW)	Total
1.	Cement	6,030	28680	34,710
2.	Steel	5,250	3810	9,060
3.	Aluminium	20.1	3.0	23.1

Excluding nuclear projects

Requirement of fuel has also been assessed. It has been worked out that, the requirement of coal would be 550 MT, lignite would be 33 MT and Gas and LNG would be 89 billion cubic meter by terminal year of 11<sup>th</sup> plan i.e. 2011-12.

\*\*\*\*\*

# Chapter 1

## INTRODUCTION

### 1.0 BACKGROUND

Electric power is an important infrastructural sector of the national economy. Providing adequate and affordable electric power is essential for economic development, human welfare and higher standard of living. Indian economy is at a crucial juncture of its evolution wherein the reform process initiated in the early nineties has begun to fructify. Gross Domestic Product (GDP) is estimated to have grown by 8.1% in 2003-04, 6.9% in 2004-05 and by 9.0% in 2005-06 whereas a growth rate higher than 8% has been

**Installed Capacity of the country increased since 1950 from 1,713 MW to 1,32,330 MW by the end of March, 2007 and annual generation from 5 BU to 662 BU by March, 2007.**

achieved in the past in only three years: 1967-68(8.1%), 1975-76(9%) and 1988-89 (10.5%). The liberalization and globalization of the economy is leading to an increased tempo in industrial and commercial activities and this, coupled with penetration of technology and I.T. in the day-to-day life of the common man, is expected to result in a higher growth in power demand than hitherto. The availability of power supply of acceptable reliability and quality at reasonable prices to all sectors of the economy is in fact a key factor for the success of economic reform process in progress. It is accordingly essential that development of the Power Sector shall be commensurate with the overall economic growth of the nation. All efforts shall be made towards fulfilling the Government's mission of providing quality power at a reasonable rate to all by 2012.

### 1.1 ELECTRICITY AND ECONOMIC DEVELOPMENT

The Indian Power Sector employs diverse sources for power generation. Sources for power generation range from commercial sources like coal, lignite, natural gas, oil, hydro and atomic energy to other viable sources like agriculture waste, solar and wind power. The demand for electricity in the country has been growing at a rapid rate and is expected to grow further in the years to come. Electricity generation in 2006 - 07 was 662 BU as against 617 BU in 2005-06, implying an increase of 7.3 %. In order to meet the increasing requirement of electricity, large addition to the installed generating capacity in the country is required. While planning the capacity addition programme, the overall objective of sustainable development has been kept in mind.

---

## 1.2 EVOLUTION OF POWER SECTOR - AT A GLANCE

- 1.2.1 Since Independence, the Indian Power Sector has grown both in terms of power generation and in making available power to widely distributed geographical boundaries. The installed generation capacity in the Utility sector has increased from a mere 1,713 MW in December 1950 to 1,32,330 MW at the end of March 2007, whereas the annual generation has grown from about 5 BU to about 662 BU in 2006-07. The Installed Capacity of captive power plants having more than or equal to 1 MW capacity has grown

**Per capita consumption of the country increased from 15.6 units in 1950 to 606 units during 2004-05 and is targeted to increase to over 1000 units by 2012**

from 588 MW in December 1950 to about 19,100 MW at the end of March 2005. The power transmission & distribution network has also grown substantially. The per capita consumption of electricity in the country has increased from 15.6 units in 1950 to about 559 units during the year 2001-02 i.e. the last year of 9<sup>th</sup> Plan. This has further increased to 592 units during the year 2003-04 and to 606 units during 2004-05 i.e. during 2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> year respectively of the 10<sup>th</sup> Plan, as worked out based on UN guidelines. The National Electricity Policy of the Government of India stipulates that this is to be increased to over 1000 units per annum by 2012. Per capita consumption of electricity and carbon dioxide emission in various countries of the world are furnished in **Appendix 1.1**. It may be seen that in the year 2001 the per capita electricity consumption of the Western Countries varies in the range of 5000 to 15,000 units. China has a per capita consumption of 1019 units.

- 1.2.2 At the time of Independence, only about 1500 villages of the country had access to electricity and about 6430 pump sets were energized. The scenario has changed significantly since then. It has been possible to extend electricity to about 4,75,117 villages out of a total of 5,93,732 inhabited villages, thereby resulting in about 80% village electrification as on 28<sup>th</sup> February, 2007 (as per new definition of village

**80 % of the villages electrified by February, 2007.**

electrification). Similarly, the number of Irrigation pump sets / tube wells energized has also risen to about 151 lakh as on 28<sup>th</sup> February, 2007, implying 77.4% energization. Though India has achieved 80% of village electrification, about 1,21,000 villages as per new definition of village electrification still remain to be electrified. As per rough estimates, out of this about 25,000 villages are located in remote and difficult areas and it is not possible to extend power supply to these villages through the existing power grid. Electrification of these villages, therefore, is proposed to be done through various sources of distributed generation including non-conventional sources of energy. National Electricity Policy notified by Government of India on 12<sup>th</sup> February, 2005, also aims at achieving access to electricity for all households by 2009.

**1.2.3** In mid-seventies it was felt that Central Government should come forward to take up generation and transmission projects under the Central Sector to assist and augment the efforts of States for improving the power supply position. Agencies like NTPC, NHPC & Power Grid were accordingly set up in a phased manner. National Thermal Power Corporation (NTPC) & National Hydro Power Corporation (NHPC) were set up in 1975 for thermal and hydro power development respectively. The transmission system for evacuation of power from the Central Sector Power Projects and transmission to the beneficiary states was also entrusted to these companies. Subsequently the transmission business was segregated from generation, and a separate public sector undertaking viz. Power Grid (then named as National Power Transmission Corporation) was formed in 1989. Other generating companies in public sector viz. NEEPCO, NLC, NPC have also been formed. Some generation companies have also been formed in joint sector between the Centre and State Government viz. SJVNL, THDC. The supplementary efforts by Central Sector Utilities in adding substantial generation and implementing new transmission projects have helped in improving the overall power scenario in the country. During the early nineties, generation was opened to Private Sector with a view to mobilizing additional resources.

### 1.3 REVIEW OF POWER SECTOR

In spite of the massive addition in generation, transmission and distribution capacity over the last fifty-eight years, growth in demand for power has always exceeded the

**During 9<sup>th</sup> Plan, actual capacity addition was 19,119 MW against the targeted capacity addition of 40,245 MW. Capacity addition achievement against the target in State Sector was impressive as against Central and Private Sector**

generation capacity augmentation. Although the country has achieved capacity addition of about 1, 32,000 MW over the last five decades, the capacity achieved is far below the target set during various Plans. Details of All India capacity addition targets and achievements in various plans are as given in Table 1.1 below:

Table 1.1

ALL INDIA CAPACITY ADDITION TARGETS & ACHIEVEMENTS			
Plan	Target (MW)	Achievement (MW)	Achievement (%)
1 <sup>st</sup> (51-56)	1300	1100	84.6
2 <sup>nd</sup> (56-61)	3500	2250	64.3
3 <sup>rd</sup> (61-66)	7040	4520	64.2
Annual Plans (66-69)	5430	4120	75.8
4 <sup>th</sup> (69-74)	9264	4579	49.5
5 <sup>th</sup> (74-79)	12,499	10,202	81.6
Annual Plan (79-80)	2813	1799	63.9
6 <sup>th</sup> (80-85)	19,666	14,226	72.3
7 <sup>th</sup> (85-90)	22,245	21,401	96.2
Annual Plan (90-91)	4212	2776	65.8
Annual Plan (91-92)	3811	3027	79.4
8 <sup>th</sup> (92-97)	30,538	16,423	53.8
9 <sup>th</sup> (97-02)	40,245	19,119	47.5

During the 8<sup>th</sup> and 9<sup>th</sup> plans the achievement was only about 50% of the target. The capacity addition shortfall in various plans has resulted in increased power shortages in the country.

### 1.3.1 Installed Capacity at the beginning of 9<sup>th</sup> Plan

The total installed capacity at the beginning of the 9<sup>th</sup> Plan i.e. 1.4.1997 was 85,797 MW comprising 21,658 MW hydro, 61,012 MW thermal (including gas and diesel), 2,225 MW nuclear and 902 MW wind-based power plants. The region-wise details of installed capacity as on 1.4.1997 are given in Table 1.2

Table 1.2

(Figures in MW)

SUMMARY OF INSTALLED CAPACITY AT THE BEGINNING OF 9 <sup>th</sup> PLAN (1.4.97)								
REGION	HYDRO	THERMAL				NUCLEAR	Wind	Total
		Coal/Liq.	Diesel	Gas	Total			
NORTHERN	7,652	13,483	13	2,378	15,874	895	0	24,421
WESTERN	3,118	17,712	18	3,011	20,741	860	162	24,881
SOUTHERN (Incl. Lakshdp)	8,578	10,683	135	481	11,299	470	739	21,086
EASTERN (Incl. A&N)	1,715	11,947	54	190	12,191	0	1	13,907
N. EASTERN	595	330	75	502	907	0	0	1,502
ALL INDIA	21,658	54,155	295	6,562	61,012	2,225	902	85,797



### 1.3.2 Power Supply Position at the Beginning of 9<sup>th</sup> Plan

The region-wise actual power supply position at the beginning of 9<sup>th</sup> Plan is given in Table-1.3

Table 1.3

POWER SUPPLY POSITION AT THE BEGINNING OF 9 <sup>TH</sup> PLAN (1.4.97) (Based on Total Installed Capacity of 85,795 MW in the Country)				
REGION	PEAK (MW)			
	Requirement	Availability	Surplus(+)/ shortage(-)	(%) Shortage
NORTHERN	18,180	15,116	(-) 3,064	(-)16.9
WESTERN	21,000	17,636	(-) 3,364	(-)16.0
SOUTHERN	16,676	13,425	(-) 3,248	(-)19.5
EASTERN	8,009	6,365	(-) 1,644	(-)20.6
NORTH-EASTERN	880	780	(-) 100	(-)11.4
ALL INDIA	63,853	52,376	(-) 11,477	(-)18.0
REGION	Energy (MU)			
	Requirement	Availability	Surplus(+)/ shortage(-)	(%) Shortage
NORTHERN	119,215	109,530	(-) 9,685	(-) 8.1
WESTERN	132,724	122,304	(-)10,420	(-) 7.9
SOUTHERN	112,675	89,469	(-)23,206	(-)20.6
EASTERN	44,020	40,353	(-) 3,667	(-) 8.3
NORTH-EASTERN	4,856	4,244	(-) 612	(-)12.6
ALL INDIA	413,490	365,900	(-)47,590	(-)11.5

Source: GM Division, CEA

### 1.3.3 Capacity Addition Target for 9<sup>th</sup> Plan

During the 9<sup>th</sup> Plan period (1997-2002), Planning Commission had set a capacity addition target of 40,245, MW. This comprised 9,820 MW from Hydro, 29,545, MW from thermal and 880 MW from nuclear projects. The sector - wise break-up was 11,909 MW central sector, 10,748 MW state sector & 17,588 MW in private sector. Private Sector was given a major share of target due to large expectations on account of reforms undertaken in the power sector post 1991.

### 1.3.4 Actual Achievement in Capacity Addition during 9<sup>th</sup> Plan

The actual achievement in capacity addition during the 9<sup>th</sup> plan, as against this target of 40,245 MW, was 19,119 MW, comprising 4,538 MW from hydro, 13,701 MW from thermal and 880 MW from nuclear projects. The sector-wise and type-wise break up of actual capacity addition during 9<sup>th</sup> plan is given in Table 1.4

Table 1.4

(Figures in MW)

SUMMARY OF ACTUAL CAPACITY ADDITION DURING NINTH PLAN						
Sector	Hydro	Thermal		Total	Nuclear	Total
		Coal/Lig +Diesel	Gas			
Central	540.0	2,130	954	3,084	880	4,504
State	3,912	5,189	252	5,441	0	9,353
Private	86.0	1,711	3465	5,176	0	5,262
Total	4,538	9,030	4,671	13,701	880.0	19,119

Source: CEA

It is noted that capacity addition during the 9<sup>th</sup> plan in the State Sector has been as high as 87% of the targeted capacity, whereas additions in the private and central sector have been 30% and 38% of the respective targets. For Private sector projects, slippages were due to delayed financial closure on account of non-availability of escrow & financial security. Resettlement, Rehabilitation, law & order problems and Inter-State disputes in respect of hydro projects also caused slippages in 9<sup>th</sup> Plan capacity addition target.

#### 1.4 ELECTRICITY ACT, 2003

- 1.4.1 The Electricity Act, 2003 which came into being on June 10<sup>th</sup> 2003, envisages an enabling framework conducive to development of the Power Sector promoting

**Generation, except hydro delicensed by Electricity Act 2003. CEA to publish National Electricity Plan in accordance with National Electricity Policy**

transparency and competition and protecting the interest of the consumers. Generation, except hydro, has been delicensed. Even hydro generating schemes estimated to involve a capital expenditure not exceeding such sum, as may be fixed by the Central Government, from time to time, by notification will not require concurrence of CEA. Trading has been recognized as a distinct activity from transmission. Electricity Act also provides for specific dispensation for power development in rural areas. Concepts such as rural distribution through cooperatives and arrangement of franchisees are being envisaged so that reliability and quality power supply to these areas is improved. The Act provides for Open access in transmission from the very beginning and in distribution in a phased manner. Anti-theft legislation has been made stringent with penalties for each offence being clearly spelt out so that electricity theft and misuse is projected as a social evil.

- 1.4.2 As per Section 3(4) of the Electricity Act, 2003, CEA shall prepare a National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such Plan once in five years. The draft plan shall be published and suggestions and objections invited thereon from licensees, generating companies and the public within the prescribed time. The

Plan may be notified after obtaining the approval of the Central Government. CEA may review or revise the Plan in accordance with the National Electricity Policy.

## **1.5 POWER PLANNING**

- 1.5.1** Central Electricity Authority (CEA) has been originally established under Section 3 of Electricity (Supply) Act 1948 and it shall continue to exercise such functions and perform duties as assigned to it under the Electricity Act 2003. CEA is responsible for overall planning & development of the power sector in the country. CEA is a technical organization to advise and assist Central Government on matters relating to generation, transmission, distribution, trading and utilization of electricity. CEA has also been entrusted with the responsibility of advising Central and State Regulatory Commissions, State Governments, Licensees, Generating Companies on any matter on which advice is sought or on any matter which shall enable them to operate the electrical system efficiently. Certain other functions as entrusted to CEA as per Electricity Act 2003,

**CEA is responsible for overall planning & development of the Power Sector**

include: specifying technical standards for construction of electrical plants; safety requirements for construction, operation and maintenance of electrical plants & lines; Grid Standards for operation and maintenance of transmission lines; the conditions for installation of meters for transmission and supply of electricity.

- 1.5.2** Planning of generation and transmission system continues to be one of the most important functions of CEA. Considerable expertise in planning has been developed by CEA over the years. Sophisticated planning software packages have been acquired by CEA for this purpose. Comprehensive database for planning purpose has been compiled and is regularly updated. Regional-level meetings at REB Headquarters were held wherein the attention of power generation and transmission utilities in the country was drawn towards emerging issues of regional and national importance. Senior representatives of regional constituents and CPSUs actively participated in these meetings. Teams of CEA officers also visited various States and held detailed discussions with the power entities. Based on these interactions, data in respect of projects likely to be considered for benefits during 10<sup>th</sup>, 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> plan periods was collected, analyzed and studies carried out with a view to evolving an optimum generation plan for inclusion in this National Electricity Plan.

## **1.6 NATIONAL ELECTRICITY PLAN**

- 1.6.1** The need for a long-term Generation Plan for power development is well recognized. It assumes special significance in the present Indian context where the demand for power is growing at a rapid pace and the generation is delicensed. Some resource and infrastructure constraints in implementing power development activities are being faced. Also, power schemes are highly capital intensive, involve long gestation periods and
-

require very close co-ordination with many other infrastructure sectors such as cement, steel, transport, gas and coal sectors, which all involve long gestation schemes.

**1.6.2** Recognizing the above and also the fact that power planning is a dynamic process, CEA has been paying special attention to preparation of perspective National Power Plans covering a period of 10 to 15 years and in reviewing and updating these plans from time to time. Up till now, five Perspective Power Plan documents have been brought out, the first in 1983 for the period up to 1995, the second in 1987 for the period up to the year 2000, the third in 1991 for the period up to 2007 and fourth in March 1997 for the period up to 2012. The fifth National Power Plan was brought out in 2001 considering demand as per 16<sup>th</sup> EPS and covering schemes in detail up to 2012. Since then, many developments have taken place in the Power Sector and the Electricity Act 2003 has opened up new vistas. The radical structural changes that are being implemented in the power supply industry also have significant bearing on the concept and procedures of power system planning. This National Electricity Plan has been prepared taking into account these developments as also to provide a blue print for development of the Power Sector.

**1.6.3** The Electricity Act 2003 stipulates preparation and notification of National Electricity Plan by CEA once in five years, in accordance with the National Electricity Policy. This Plan shall serve as a road map towards optimum growth of the Power Sector. It shall be based on an approach of integrated resource planning so as to optimally utilize the resources including investments already made. The Plan is being evolved as a result of detailed studies carried out using sophisticated generation planning software models which have the capability to draw plans on deterministic simulation techniques, simultaneously optimizing the location of power plants considering transportation of fuels

**Plan shall serve as a road map towards optimum growth of the Power Sector.  
10<sup>th</sup> Plan in detail, and 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plans in perspective.**

vs. transmission of power. As per the Policy, this Plan covers 10<sup>th</sup> Plan in detail including the salient features of the projects targeted as well as commissioned during the Plan. The Plan also includes the capacity addition requirement during the 11<sup>th</sup> Plan. Perspective plan for 12<sup>th</sup> Plan along with a number of possible Scenarios has also been covered by this National Electricity Plan. Other important aspects such as Rural Electrification, Generation Resources and Technologies, Energy Conservation and Demand Side Management measures, Energy Security, Environmental Aspects of power development, Non-conventional Energy Sources, Renovation & Modernization, Human Resource Development, Captive Power plants, R&D, requirement of key inputs including funds & electrical equipment have also been covered in this Plan. Associated transmission facilities, and related aspects shall be covered in a separate Volume of National Electricity Plan.

**1.6.4** A draft National Electricity Plan prepared by CEA in November 2004 was circulated to all stakeholders as well as put up on the CEA Website inviting comments by 15<sup>th</sup> March

---

2005, later extended to 15<sup>th</sup> April 2005. CEA has received comments on draft National Electricity Plan from various Regulatory Commissions, Central Sector and State Utilities. Many Utilities have suggested change in the commissioning schedule of certain projects. Some Utilities have furnished the list of projects to be commissioned during 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> & 12<sup>th</sup> Plans. These observations have been considered while finalizing the National Electricity Plan. Certain comments which pertain to transmission and related aspects would be appropriately incorporated in Volume-II of National Electricity Plan covering Transmission aspects. A gist of major comments received is enclosed in **Appendix 1.2**. These comments have been considered while finalising the Plan. The Plan was approved by Government on 12<sup>th</sup> January 2007 with certain stipulations. These have been complied with. The Plan prepared by CEA and approved by the Central Government, can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/distribution licensees as reference document.

\*\*\*\*\*

---

## Appendix-1.1

ANNUAL PER CAPITA CONSUMPTION OF ELECTRICITY AND EMISSION OF  
CARBON DI-OXIDE IN VARIOUS COUNTRIES OF THE WORLD

ANNUAL PER CAPITA CONSUMPTION OF ELECTRICITY (2001)		CARBON DIOXIDE EMISSION	
		PER CAPITA (METRIC TONS)	
COUNTRY	kWh	1980	1999
Iceland	26143	7.4	10.8
Canada	15661	17.1	14.4
UAE	14125	34.8	31.3
USA	12406	20.4	19.7
Australia	9345	13.8	18.2
Japan	7579	7.9	9.1
France	6900	9.0	6.1
Taiwan	6215		
Singapore	6151	12.5	13.7
UK	5759	10.3	9.2
South Korea	5597	3.3	8.4
Russia	5348		9.8
Hong Kong	5020	3.2	6.2
Saudi Arabia	4684	14.0	11.7
Malaysia	2749	2.0	5.4
Brazil	1845	1.5	1.8
Mexico	1780	3.7	3.9
Iran	1698		
China	1019	1.5	2.3
India	474	0.5	1.1
Pakistan	413	0.4	0.7
Bhutan	177	-	0.5
Sri Lanka	300	0.2	0.5

**Appendix 1.2**  
**Page 1 of 9**

**MAJOR COMMENTS OF STAKEHOLDERS ON NATIONAL ELECTRICITY PLAN**

**1. Rajasthan Electricity Regulatory Commission**

Sl. No.	Comments
1	Energy requirement and peak load for 2005-06 to be indicated
2	Title in Index and title of Appendix 9.8 shall match.

**2. Central Electricity Regulatory Commission**

Sl. No.	Comments
1	Potential site specific projects suitable for tariff based competitive bidding be identified.
2	Contribution of Captive generation for peak demand not indicated.
3	Contribution of non-conventional energy sources not indicated.
4	Write up on impact of improved plant availability on LOLP not discussed.
5	To meet peaking power, Storage/ Pondage type hydro projects should be encouraged vis-à-vis purely ROR hydro projects.

**3. Tamil Nadu Electricity Regulatory Commission**

Sl. No.	Comments
1	Forecast for transmission system as per policy should be given.
2	Voltage-wise standards for transmission losses up to the level of distribution network to be included and also set targets for achievements.
3	For working out agricultural demand, projected load based on the pending applications in each state and likely growth need to be considered
4	Capacity addition from non-conventional energy sources be included in the plan .
5	Licensee should come out with a training policy.
6	Details of sector-wise investment required for 9, 00,000 crores be given.
7	For realizing energy conservation, need to have institutional set up.

**4. Assam Electricity Regulatory Commission**

Sl. No.	Comments
1	Optimization of hydro resources by taking into account the hydrology, reservoir capacity and economic viability is required.
2	Storage reservoir based hydro projects should be given priority over ROR hydro projects as it fails to optimally produce power during the lean season.

**Appendix 1.2****Page 2 of 9****5. Power Grid Corporation Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Development of transmission network keeping in view long-term power transfer requirement is to be undertaken.
2	Integrated planning of power system considering both generation expansion and commensurate transmission system requirement and its optimum utilization is to be carried out.

**6. Orissa Hydro Power Corporation Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Small corrections suggested in <b>Appendix 6.6, 6.7 and 6.8</b> regarding list of R&M Hydro Projects

**7. Nuclear Power Corporation of India Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Kudankulam-I (1000MWe) and RAPP-5(220 MWe) in 10 <sup>th</sup> Plan are best effort case not to be included in the 10 <sup>th</sup> plan target of 1300 MWe
2	Do not indicate the sites specifically for future nuclear power stations mentioned as Northern Region (700 MWe) and Western Region (2000MWe).

**8. PTC India Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	The demand forecast shall be based on the latest data of 17 <sup>th</sup> EPS.
2	Policy emphasized the centrality of the evolution of an electricity market. It needs to be included in the plan.

**9. WAPCOS (I), Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	In Birds Eye View a separate paragraph 50,000 MW initiative may be included.

**10. BBMB**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Few corrections have been suggested regarding R&M of hydro power stations.



**Appendix 1.2**  
**Page 3 of 9**

**11. Narmada Valley Development Authority, Bhopal**

Sl. No.	Comments
1	Present status of various Hydro Electric Projects sent for consideration.

**12. Damodar Valley Corporation**

Sl. No.	Comments
1	Certain correction have been suggested regarding R&M of projects and list of projects to be commissioned during 10 <sup>th</sup> plan

**13. Neyveli Lignite Corporation Ltd.**

Sl. No.	Comments
1	Some suggestions regarding Thermal technology and R&D in Power sector.
2	Average Calorific Value of lignite shall be reduced from 2800 k.cal/kg to 2625 k.cal/kg. Cost of lignite shall be 1123.00 per ton instead of 850.00 per ton.

**14. BHEL**

Sl. No.	Comments
1	There is a need to place the orders for the generating units at the earliest.
2	Need to place order for at least 8-10 numbers of higher size units i.e.800-1000 MW in bulk as suggested by committee constituted by CEA

**15. MPSEB, Jabalpur**

Sl. No.	Comments
1	Modifications in some R&M Schemes suggested.
2	Power stations of MP to be covered for performance improvement under R&D Development.
3	Auxiliary power consumption for 210 MW units be adopted 10% instead of 9%., Normative Machine Heat Rate shall be refixed considering age of the units
4	Furnished load forecast for consideration in future generation and transmission plan.

**Appendix 1.2**  
**Page 4 of 9**

**16. Ministry of Shipping Road Transport & Highways**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Transportation plan for key input materials viz. steel, cement etc. during construction stage and later, disposal of flyash environment friendlier modes such as IWT and coastal shipping should be included in the Plan.

**17. Chattisgarh SEB**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Status/Information of various projects furnished.

**18. Jalpur Vidyut Vitran Nigam Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	For future demand forecast, reduction in commercial losses should also be considered.

**19. Rajasthan Rajya Vidyut Prasaran Nigam Ltd.**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Need for indicating matching requirement for transmission system corresponding to capacity addition. Sector-wise investment required for transmission system. Need for suitable R&M schemes for Transmission System.
2	Detailed note furnished for Training directives & resources, Training policy, Methodology, man power requirement etc. furnished for consideration.

**20. Confederation of Indian Industry(CII)**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Plan document must transparently mention the goals envisioned and the achievements of the earlier plans as well as reasons of slippages.
3	ISCC technologies have found repeated mention in the plan document with no implementation/ progress achieved on the ground.
4	No mention of transmission planning
5	Disapproval on the forecasting techniques deployed in 16 <sup>th</sup> EPS and the demand forecasts which are overestimated.

**Appendix 1.2**  
**Page 5 of 9**

**21. Shri G. Veera Mahendar, Sr. Manager NTPC, Secunderabad**

Sl. No	Comments
1	Study regarding retirement of generating capacity which has completed their useful life to be done
2	Existing captive capacities and their electricity consumption not covered in the plan.
3	Plan is silent on the transmission modeling due to limitation of the EGEAS.
4	Possible portfolio of the fuel development considering the optimization and merit order generation may be considered in the plan.
5	No contingency plan discussed
6	Reduction in demand by 5% due to energy conservation not considered.
7	Consider the effect of ABT and adjustment required in the 16 <sup>th</sup> EPS demand projections considering the actual demand projections.
8	Plan should include the effect on the fuel prices due to variation in the International fuel prices.
9	Trading prospective, market development aspect and electricity import from neighbouring countries not included in the plan.

**22. Gujarat Electricity Board**

Sl. No.	Comments
1	Status of R&M schemes furnished
2	Status and commissioning schedule of various 10 <sup>th</sup> and 11 <sup>th</sup> plan projects furnished

**23. Karnataka Electricity Regulatory Commission**

Sl. No	Comments
1	Integrated approach to create necessary matching transmission & distribution system.
2	Commitment from various funding agencies be included in the plan.
3	Assessment of T&C losses and action to reduce such losses. Investment required to reduce such losses.
4	Summary of the plan for each State shall be provided separately
5	Substantial captive capacity available in Karnataka which needs to be used. It is not clear whether availability of 85% and reserve margin of 5% considered while projecting peak demand of Karnataka.
6	State-wise details of corrections applied to 16 EPS on account of Accelerated rural Electrification programme and Household modernization are not available
7	Some observations on the 10 <sup>th</sup> & 11 <sup>th</sup> plan capacity additions.
8	State-wise break up of potential of energy savings at the end of 11 <sup>th</sup> plan through energy conservation are not available.
9	Plan should be linked to financial affordability of utilities.

## Appendix 1.2

Page 6 of 9

## 24. Haryana Electricity Regulatory Commission

Sl. No.	Comments
1.	Demand to be updated considering actual data up to 2003-04.
2.	Setting up of captive plants by industries may reduce the expected growth of load, which would have been dependent upon the grid supply.
3.	Requirement of conventional energy sources may be reduced considering contribution from non conventional energy sources

## 25. Central Water Commission

Sl. No.	Comments
1	Development of Multipurpose projects should be encouraged.
2.	Energy conservation, DSM, efficiency improvement and energy audit etc. are needed to be attempted in water sector also as 26% energy is used in agriculture Sector.
3	Need to improve hydro thermal mix from 25% to 35-40%.
4.	Disposal of fly ash should not create any environment hazards especially to water bodies. The wet method of fly ash disposal should be avoided as it creates water pollution. The use of fly ash needs to be encouraged in water resources structures also.

## 26. Government of Orissa

Sl. No.	Comments
1	Since development of thermal projects associated with depletion natural sources, States should be suitably compensated by providing power generated above 85% PLF at variable cost plus incentive.

**Appendix 1.2**  
**Page 7 of 9**

**27. Prayas, Pune (Energy Group)**

Sl. No.	Comments
1.	NEP should address issues such as Energy security, capacity addition through Nuclear and SCADA systems etc.
2.	Generation planning decision should not be taken solely on the consideration of adding sufficient generation capacity, but the tariff impact is also a key parameter. Plan should clearly spell out the tariff of additional power sales due to added generation. The implicit capital or annual subsidy involved should be articulated in the NEP. Sensitivity of tariff to the LOLP assumption should be articulated in the plan.
3.	The difference in the estimated and the actual peak shortages were very large and should be analysed.
4.	<b>Demand forecast:</b> The elasticity (GDP to electricity) assumed in econometric model seems too high. Development of gas grid as well as use of gas for co-generation or fuel switching by household for water heating (from electricity to gas) has large potential for the plan, including the transmission plan. These likely impacts should be estimated. NEP to mention the assumed hours of supply for agricultural pumps and such major assumptions. NEP should mention how much correction it has done for load shedding while estimating the demand. The NEP mentions that the household modernisation would add an energy requirement of 39000 MU over and above the expected growth of household consumption. This seems a bit high, because the base forecast already incorporates the increasing energy consumption norms of households.
5.	There are several advantages of ELFIN over the ISPLAN and some other standard models. CEA to evaluate alternate planning models.

**28. Shankar Sharma, Mysore**

Sl. No.	Comments
1.	Energy Conservation and DSM measures are not optional but essential parts of development.
2.	Environmental impact to be considered
3.	Need to increase Nuclear Power.
4.	Emphasis on solar power development not given. Need for Solar electricity technology.
5.	R&D- to have specific action plan of implementation
6.	R&M Plans- ensure all power stations, S/S, lines and cable covered.
7.	Plan to include measures for implementation of EC & DSM. CEA to take active role in planning, implementation and monitoring of Non conventional Energy Sources

**Appendix 1.2**  
**Page 8 of 9**

**29. NTPC**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Gap between coal requirement projected 2011-12 and availability
2	Large variation between 16 <sup>th</sup> EPS figures and actual demand figures. To adopt 17 <sup>th</sup> EPS figures or next best actual data up to 2004-05 and forecasting thereafter.
3	Fuel transportation constraints to be considered
4	Modifications suggested in R&M&LE units.
5	Recovery of R& M /LE expenditure through tariff by increasing O&M expenditure after certain life of plant
6	Discrepancies in interregional power flows included in the Plan
7	Norms to be adopted as notified by CERC
8	Fuel transportation constraints not considered
9	Retirement of generating units not considered
10	EGEAS model does not factor transmission system for working out reliability indices
11	Load duration curve is region specific and seasonal specific

**30. Haryana Vidyut Prasaran Nigam**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Suggested some changes in Installed capacity, date of commissioning for some of projects.

**31. Uttar Pradesh Electricity Regulatory Commission**

<b>Sl. No.</b>	<b>Comments</b>
1	Modification of load forecast considering impact of reduction in Technical & Commercial losses.
2	Need to give specific recommendations for Technological Development in Distribution Network.
3	Specify range of low frequency when Captive Plants are permitted to inject in the Grid.
4	Benchmark for LOLP, ENS and reduction of T&D losses may be included in the plan.
5	Means to be suggested for promoting renewable sources of energy and guidelines for increasing efficiency and reduction of capital cost.

**32. Maharashtra State Electricity Board**

Sl. No.	Comments
1	Load forecast as per EPS is acceptable, However, for energy forecast T&D loss of 36.69 % be considered instead of 17.10 for Maharashtra.
2	Specific plant performance may be considered for estimating availability instead of CEA norms.
3	Some changes in capacity addition programme suggested. Dhabol Project be included in the 10 <sup>th</sup> plan. Capacity addition should be "Least cost generation plan."
4	Separate investment plans for Transmission and Distribution along-with funding avenues to be included.
5	Saving in energy through DSM (by shifting load) not possible in the state.
6	Need for resource based plan.
7	Capacity addition through Non-conventional Energy Sources for meeting Rural Electrification load not considered.
8	No adequate return on the investment for capacity addition for spinning reserve.

**33. Department of Power, Government of Punjab**

Sl. No.	Comments
1	Some new projects suggested for 10 <sup>th</sup> and 11 <sup>th</sup> plans.
2	Target/ Benchmark needs to be fixed for the Technical & Commercial losses.
3	Specific proposal need to be indicated for deficit states to meet the demand by 2012.
4	States deprived of natural sources for generation need to be compensated from new Central Sector Projects exclusively for these States. Gas pipelines should be laid for these States.
5	Due to deficit conditions during 10 <sup>th</sup> plan, Pumped Storage Projects may be delayed.
6	Some suggestions made regarding Energy Conservation, DSM and R&D in Power sector

## Chapter 2

### NATIONAL ELECTRICITY POLICY

#### 2.0 BACKGROUND

Electricity is one of the key inputs for socio-economic development of the country. The entire Indian economy hinges on the availability of reliable and quality power at competitive rates. The Electric Power Industry is a highly capital - intensive sector, with electric power projects having a long gestation period, typically of about 4 to 5 years. A number of diverse issues need to be addressed in order to launch the Power Sector on its path of unhindered and rapid growth to meet the demand of electricity of the country. It is, therefore, imperative to evolve a well-defined National Electricity Policy, which will provide appropriate directions to the Indian Power Sector for its optimal growth.

#### 2.1 LEGAL PROVISIONS

- 2.1.1 Electricity Act 2003 provides an enabling framework conducive to development of the sector in an open, non-discriminatory, competitive, market-driven environment with the interest of the consumer as well as the supplier of power, considering also the supply of electricity to all areas including rural areas.
- 2.1.2 Section 3 (1) of the Electricity Act 2003 mandates that the Central Government shall, from time to time, prepare the National Electricity Policy and Tariff Policy in consultation with the State Governments and CEA for development of the Power System based on optimal utilization of resources such as coal, natural gas, nuclear substances or

**National Electricity Policy notified by Central Government in Feb, 2005.**

material, hydro and renewable sources of energy. Government of India has notified the Policy on 12<sup>th</sup> February 2005. The Policy aims at laying guidelines for accelerated development of the power sector, providing supply of electricity to all areas and protecting interests of consumers and other stakeholders keeping in view availability of energy resources, technology available to exploit these resources, economics of generation using different resources and energy security issues. The policy shall provide direction to the evolution of the Power Sector within the ambit of the Electricity Act.



- 2.1.3 Section 3(3) of the Act enables the Central Government to review or revise the National Electricity Policy from time to time.

## 2.2 AIMS AND OBJECTIVE OF NATIONAL ELECTRICITY POLICY

- Access to electricity – Available for all households in next five years.
- Availability of Power - Demand to be fully met by 2012. Energy & Peak shortages to be overcome and adequate spinning reserve to be available.

**Access to Electricity for all in the next 5 years.  
Demand to be fully met by 2012**

- Supply of Reliable and Quality Power of specified standards in an efficient manner and at reasonable rates.
- Per Capita availability of electricity to be increased to over 1000 units by 2012.
- Minimum lifeline consumption of 1 unit/household/day by year 2012
- Financial Turnaround and commercial viability of Electricity Sector.
- Protection of consumers' interests.

## 2.3 FORMULATION OF NATIONAL ELECTRICITY PLAN- PROVISION IN POLICY

- 2.3.1. Section 3(4) of the Electricity Act 2003 requires CEA to frame National Electricity Plan once in five years and revise the same from time to time in accordance with the National Electricity Policy. This Plan shall serve as a road map towards optimum growth of the Power Sector. According to Section 73(a) of the Electricity Act 2003, CEA shall formulate short-term and perspective plans for development of electricity system and co-ordinate the activities of the various planning agencies for the optimal utilization of resources to sub-serve the interests of the national economy. The Plan prepared by CEA and approved by the Central Government, can be used by prospective generating companies, transmission utilities and transmission/ distribution licensees as a reference document.

- 2.3.2 The National Electricity Plan would be for short-term framework of five years while giving a 15 year's perspective and would include:

- Short-term and long term demand forecast for different regions;
- Suggested areas/locations for capacity additions in generation and transmission, keeping in view the economics of generation and transmission, losses in the system, load centre requirements, grid stability, security of supply,

quality of power including voltage profile etc. and environmental considerations including rehabilitation and resettlement;

- Integration of such possible locations with transmission system and development of national grid including type of transmission systems and requirement of redundancies;
- Different technologies available for efficient generation, transmission and distribution; and
- Fuel choices based on economy, energy security and environmental considerations.

**2.3.3.** While evolving the National Electricity Plan, CEA will consult all stakeholders including state governments who, in turn, will consult all stakeholders including distribution licensees and State STUs. While assessing demand, CEA will interact with institutions and agencies having economic expertise, and give due weightage to projections made by distribution utilities.

## **2.4 ISSUES ADDRESSED BY NATIONAL ELECTRICITY POLICY**

The National Electricity Policy seeks to address the following issues: -

- Rural Electrification
  - Generation
  - Transmission
  - Distribution
  - Recovery of cost of services & Targeted subsidies.
  - Technology Development and Research & Development(R&D)
  - Competition aimed at consumer Benefits
  - Financing Power Sector Programmes including Private Sector participation
  - Energy Conservation
  - Environmental issues
  - Training and human resource development
  - Cogeneration and Non-Conventional Energy Sources
  - Protection of Consumer interests and Quality Standards.
  - Energy Security
-

### 2.4.1 Rural Electrification

Earnest efforts should be made to ensure that the task of rural electrification for securing electricity access to all households, and also ensuring that electricity reaches poor and marginal sections of the society at reasonable rates, is completed within next five years. Reliable rural electrification system will aim at creating Rural Electrification Distribution Backbone (REDB) with at least one 33/11 kV (or 66/11 kV) substation in every block, emanating from which would be supply feeders and at least one distribution transformer in every village settlement. Decentralized distributed generation facilities would be provided in remote areas.

Rural Electrification Corporation will be the nodal agency to implement the programme of achieving the goal set by National Common Minimum Programme of giving access to

**REC to be Nodal Implementation Agency.  
Creation of Rural Electrification Distribution Backbone.**

electricity to all households in the next five years. Necessary capital subsidy and soft long-term debt finances for investment in rural areas shall be provided, funds for which shall be made available through the Plan process. Responsibility of operation & maintenance and cost recovery could be discharged by utilities through appropriate arrangements with Panchayats, local authorities, NGOs and other franchisees etc.

### 2.4.2 Generation

To provide availability of over 1000 units of per capita electricity by 2012, need based capacity addition of more than 1,00,000 MW would be required during 2002-12. In order to fully meet both energy and peak demand by 2012 there is need to create adequate reserve capacity margin. In addition to enhancing the overall availability of installed capacity to 85%, a spinning reserve of at least 5% would need to be created.

The Government has laid emphasis on the full development of hydro potential and 50,000 MW Hydro Initiative has already been launched and is being vigorously pursued. Debt financing of longer tenure would need to be made available for hydro projects. The

**Need - based capacity addition of about 1,00,000 MW required during 2002-12. Coal to be primary fuel for power generation**

Central Government would support the State Governments for expeditious development of hydropower projects by offering the services of Central Public Sector Undertakings like NHPC, NTPC, and NEEPCO. Proper implementation of National Policy on Rehabilitation and Resettlement (R&R) is essential. Environment concerns would have to be suitably addressed through appropriate advance actions.

---

For thermal power, economics of generation and supply of electricity should be the basis for choice of fuels from among the options available. Coal will continue to remain the primary fuel for meeting future electricity demand. Imported coal based power stations at coastal locations would be encouraged based on their economic viability. Lignite resources in the country need to be increasingly utilized for power generation and lignite-mining technology needs to be improved. New generation capacity could come up based on indigenous gas findings; however, use of gas would depend upon its availability at reasonable prices. Imported LNG based power plants could come up depending on their commercial viability. Nuclear plants are being set up at locations away from coal - mines to meet the base load demand. Feasible potential of non-conventional energy resources also needs to be fully exploited.

Renovation & Modernization for achieving higher efficiency levels needs to be pursued vigorously to bring all existing generating capacity to minimum acceptable level. This would significantly increase the availability and plant load factor of thermal power stations. R&M should be undertaken as per well-defined plans featuring necessary cost-benefit analysis.

The captive generators would be encouraged to supply their surplus power to the grid and rural areas locally as distributed generation. The large installed capacity base of captive generation offers a sizeable potential capacity, which could be harnessed for meeting peak requirements.

#### 2.4.3 Transmission

While planning for new generation capacities, requirement of associated transmission capacity would need to be worked out and transmission facility augmented simultaneously. The policy emphasizes the following to meet the objectives:

- To develop National Grid for providing adequate infrastructure for inter-state/region transmission of power.
- Central Transmission Utility (CTU) is responsible for national & regional

**To develop National Grid for Interstate/Regional Transmission of Power.  
Time - bound programme to identify Technical & Commercial losses**

transmission system planning and development based on National Electricity Plan.

- State Transmission Utilities (STUs) responsible for intra-state Development Transmission Planning.

- Network expansion shall be planned and implemented with adequate margins keeping in view anticipated transmission needs likely to be incident on the system in the open access regime.
- RLDCs and NLDC will have complete responsibility for smooth operation of grid irrespective of ownership of transmission system.
- A national transmission tariff framework sensitive to distance, direction and quantum of power flow needs to be implemented by CERC.
- Special mechanisms would be created to encourage private investment in transmission sector.
- Open access has been introduced to promote competition amongst generating companies.

#### **2.4.4 Distribution**

The real challenge of reforms in the power sector lies in efficient management of the distribution system. The policy emphasises the following to meet the objectives:

- Adequate transition financing support to aid restructuring of distribution utilities. This support should be linked to attainment of predetermined efficiency improvements, reduction in cash losses and putting in place appropriate governance structure.
  - Multi-year Tariff(MYT) framework is an important structural incentive to minimize risks for utilities and consumers, promote efficiency and rapid reduction of system losses.
  - Recovery of cost of Services provided to consumers to make power sector sustainable at reasonable and affordable prices.
  - Tariff to be decided by Regulatory Commissions
  - Necessity of budget provision for Cross Subsidization.
  - SERC shall draw a time - bound programme to identify technical and commercial losses separately by ensuring that energy audits are conducted.
  - SERC would need to ensure that augmentation and up-gradation of distribution network is undertaken by the distribution licensee within a mandated time frame.
  - All consumers to be metered within two years.
  - High Voltage Distribution System (HVDS) shall be promoted in stages to reduce LT/HT ratio with a view to reducing T&D losses.
  - SCADA and data management systems shall be implemented in a time - bound manner.
-

#### 2.4.5 Recovery of Cost of Services & Targeted Subsidies

There is an urgent need for ensuring recovery of cost of service from consumers. Consumers below poverty line consuming below specified level, say 30 units per month,

**Cross subsidies to be reduced except for consumers below poverty line**

may receive special support in terms of cross-subsidized tariff, which will be at least 50% of average cost of supply. Existing cross-subsidies for other category of consumers shall be progressively reduced.

#### 2.4.6 Technology Development and R&D

Effective utilization of all available resources for generation, transmission, distribution of electricity using cost-effective technologies is of paramount importance. Some of the major thrust areas are given below:

- Application of information technologies for reducing Technical & Commercial losses in distribution and providing consumer - friendly services. Integrated resource planning and demand - side management also require adoption of state - of the - art technologies.
- Use of efficient technologies such as Super Critical Technologies, Coal Gasification to be introduced. Larger Size Units shall be adopted wherever feasible. Development of technologies for productive and useful disposal of fly ash.
- Cost-effective technologies to be developed for high voltage power flows over long distances with minimum possible losses.
- R&D activities would need to be further augmented. A suitable funding mechanism would need to be evolved for promoting R&D in the Power Sector.

#### 2.4.7 Competition Aimed at Consumer Benefits

The new generating companies may sell a portion of their capacity, say 15%, through commercial arrangements to promote market development. A significant portion of the installed capacity of new generating stations could participate in competitive power markets. For achieving this objective, the policy underscores the following:

- For inter-state trading, CERC to issue license and authorize for trading of power throughout the country, and SERC will issue the licence for trading within the State.
  - ABT regime would promote trading and SERCs are advised to introduce ABT at State level within one year.
-

- Captive-generating plants should be permitted to sell electricity to licensees and consumers when they are allowed open access.

#### 2.4.8 Financing Power Sector Programmes Including Private Sector Participation

- An investment of 9,00,000 crores, would be required to finance generation,

**Investment of Rs. 9,00,000 crs required to meet objective of Power to all.**

transmission, sub-transmission, distribution and rural electrification projects to meet the objective of power for all by 2011-12.

- Public sector investments to be stepped up. It is imperative that an appropriate surplus is generated through return on investment and depreciation reserve created so as to fully meet the debt service obligation.
- Private Sector investment should be encouraged through fixed return on investment. Return on investment need to be provided so as to attract adequate investment in preference to investment opportunities in other sectors based on clear evaluation of opportunities and risks.

#### 2.4.9 Transmission and Distribution Losses

The State Governments would prepare a Five Year Plan with annual milestones to bring down these losses expeditiously. Community participation, effective enforcement, incentives for entities, staff and consumers, and technological upgradation should form part of campaign efforts for reducing these losses. The Central Government will provide incentive based assistance to States that are able to reduce losses as per agreed programmes.

#### 2.4.10 Energy Conservation

Energy conservation and demand -side management (DSM) is being accorded high priority to minimize the overall requirement of energy. The Energy Conservation Act has been enacted and Bureau of Energy Efficiency (BEE) has been setup. The salient features of the programme are given below:

- Bureau of Energy Efficiency (BEE) will estimate Energy Conservation and Demand-Side Management potential, its staged implementation along with cost estimates for consideration in planning process in National Electricity Plan.
- Under Energy Conservation Act, Energy Audits in Power-Intensive Industries is made compulsory.
- In agriculture sector, the pump sets of high quality and water delivery system of high efficiency would be promoted.

- Flattening of Load Curve in order to reduce the requirements of capacity addition. Differential tariff structure for peak and off-peak supply should be conducive to load management objectives
- Steps to be taken to encourage and incentivise emergence of Energy Service Companies (ESCOs).

#### **2.4.11 Environmental Issues**

Environmental concerns addressed through appropriate advance action by way of comprehensive Environmental Impact Assessment and implementation of Environment Action Plan. Appropriate catchment area treatment for hydro projects is to be ensured. Setting up of coal washeries will be encouraged and utilization of fly ash ensured as per environmental guidelines. Full compliance with prescribed environmental norms and standards must be achieved in operation of all generating plants.

#### **2.4.12 Training and Human Resource Development**

Concerted action shall be taken for augmenting training infrastructure so that adequate well-trained human resource is available as per need of the industry, especially in the field of electricity distribution, regulation, trading and power markets.

#### **2.4.13 Cogeneration and Non-Conventional Energy Resources**

There is a lot of untapped potential of Energy from non-conventional and cogeneration & renewable sources of energy. For this purpose, efforts need to be made to reduce the capital cost of projects based on non-conventional and renewable sources of energy.

Cogeneration needs to be encouraged keeping in view the prevailing shortage conditions and depletion of known natural resources at a fast rate. As per Electricity Act 2003, SERCs would promote co-generation and generation of electricity from renewable sources by providing certain measures for connectivity with grid and sale of electricity to

**SERCs to specify a percentage of total consumption to be purchased from renewable sources.**

any person and also by specifying, for purchase of electricity from such sources, a percentage of the total consumption of electricity in the area of a distribution licensee. Such percentage for purchase of power from non-conventional sources should be made applicable for the tariffs to be determined by the SERCs at the earliest. SERCs may also promote arrangements between the co-generator and the concerned distribution licensee for purchase of surplus power from such plants.

#### **2.4.14 Protection of Consumer Interests and Quality Standards**

Appropriate Commissions shall specify expected standards of performance of Utilities. They should regulate Utilities based on predetermined indices of quality of power supply such as frequency and duration of interruptions, voltage parameters, harmonics, transformer failure rate, waiting time for restoration of supply, percentage of defective



meters and waiting list of new connections. Reliability Index (RI) of supply of power to consumers should be indicated by the distribution licensee.

The road map of reliability of supply in all cities, towns, district headquarters, rural areas etc would be drawn by SERCs, and data of the same would be collected, compiled and published by CEA. The SERCs would be responsible for formulation of guidelines for setting up grievance and redressal forum.

#### **2.4.15 Coordinated Development**

To attain the objective of providing access of power to all households in the next five year, it is essential to attain well-coordinated and smooth development of power sector. In the creation of generation capacity and transmission & distribution facilities, State Governments would have a major role. Central Govt. would assist the states to achieve this objective. State Governments also need to ensure the success of reforms and restoration of financial health in distribution. The Regulatory Commissions have the responsibility of ensuring that the regulatory processes facilitate the attainment of this objective.

To attain the objectives of Act 2003, rules and regulations would be made by State Governments, Central Govt., Regulatory Commission and Central Electricity Authority within six months.

### **2.5 MEASURES TO ACHIEVE OBJECTIVES OF NATIONAL ELECTRICITY POLICY**

The Government has taken concrete steps to address the problems being faced by the Power Sector with a view to making reliable and quality power available to all. Major efforts to fundamentally transform the Power Sector are enactment of the Electricity Act in June 2003 and the publication of the National Electricity Policy in February 2005. However, these milestones are enabling instruments which shall provide an organized framework for the development of the Power Sector. The Policy lays down certain objectives and action has been /is being taken to realize these. National Electricity Plan attempts to address some of the conclusions/ objectives laid down in the Policy. Some measures taken and other suggestions towards achievement of these objectives are highlighted below

#### **2.5.1 Supply of Reliable and Quality Power at Reasonable Rates and Protection of Consumer Interest**

Government of India has issued Guidelines for Determination of Tariff by Bidding Process for Procurement of Power by Distribution Licensees under the provisions of Section 63 of Electricity Act 2003. Power purchase cost constitutes the largest cost element for distribution licensees. Competitive procurement of electricity by the distribution licensees is expected to reduce the overall cost of procurement of power and facilitate development of power markets. Guidelines have, therefore, been framed under the provisions of Section 63 of the Act with the specific objectives as follows:

---

- Promote competitive procurement of electricity by distribution licensees
- Facilitate transparency and fairness in procurement process
- Facilitate reduction of information asymmetries for various bidders
- Promote consumer interest by facilitating competitive conditions in procurement of electricity
- Enhance standardization and reduce ambiguity and, hence, time for materialization of projects
- Provide flexibility to suppliers on internal operations while ensuring certainty on availability of power and tariffs for buyers

The Guidelines shall apply for procurement of base-load, peak-load and seasonal power requirement through competitive bidding, through the following mechanisms

- Where the location, technology or fuel is not specified by the procurer
- For hydro projects, load center projects or other location-specific projects with specific fuel allocation such as captive mines available, which the procurer intends to set up under tariff-based bidding process

The Guidelines are for long-term procurement of electricity for a period of 7 years and above and for medium-term procurement for a period between 1 year and 7 years. The basis for bidding shall be multipart tariff structure featuring capacity and energy

**Guidelines for Determination of Tariff by Bidding Process for procurement of power by Distribution Licensees - to facilitate competition and be instrumental in making available power at reasonable rates**

components of tariff. Details of working out capacity and energy charges have been indicated. Adequate payment security is to be made available to the bidder which may consist of Letter of credit or Letter of Credit backed by credible escrow mechanism. Bidding process as well as the bid evaluation methodology to be adopted by the procurer has been detailed. For long-term procurement, a two-stage process featuring separate Request for Qualification (RFQ) and Request for Proposal (RFP) shall be adopted for the bid process. For medium-term procurement, the procurer may, at his option, adopt a single-stage tender process combining the RFQ and RFP. Details of bid submission and evaluation, deviation from process defined in the guidelines, arbitration and the time schedule for bid process have been furnished.

National Electricity Plan also identifies the location of projects on the basis of 'least cost' of the system as a whole.

---

Other Measures and suggestions for reduction in cost of power have been categorized as follows:

***Project Execution Stage***

- Since total turnkey contracts involve least risk and competition as well as higher cost for the project, project management should avoid total turnkey contracts and should insist on well designed packages to ensure competition.
- Competitive bids for supply/services should not call for financing packages from manufactures/ suppliers/ consultants, as it is likely to reduce competition. Financing packages, if required, should be arranged separately through FIs/ Lenders, to promote competition.
- Expansion of the existing power stations and transmission lines to the maximum extent possible, to take advantage of the existing infrastructure, should receive priority over totally green field projects.
- Mega projects shall be encouraged, and incentives given to take benefit of economy of scale
- Quick establishment of transmission links on priority basis for inter-regional flows to ensure that all under-utilized capacities in any region are utilized to meet power demand in other regions.
- By providing 100% tax benefits to debt investments in power projects, it is possible to obtain interest rates at reduced rates thereby achieving reduction in IDC and hence cost of power.

***Operation and Maintenance of Power Plants***

- Efforts shall be made for utilization of the existing plants to the highest possible levels of availability, and generation with the lowest possible levels of inputs.
- Comprehensive energy audit from time to time to identify potential areas of savings and to evolve and implement appropriate actions, would lead to significant savings in the cost of generation.
- Setting up of coal washeries shall be accelerated

***Reduction of T&D Losses***

Reliability of Power is proposed to be ensured by creation of large Installed Capacity base with diversification of fuels etc. Huge investments are proposed in Generation, transmission and distribution.

---

**2.5.2 Access to Electricity for all Households in the Next Five Years and Demand of Power to be Fully Met by 2012**

Demand projections have been made by CEA and the planning exercise has considered these demand projections as their base. Therefore, based on studies carried out, the expansion plan for the end of 11<sup>th</sup> plan i.e. 2012 caters to the entire demand being met by 2012. Further, the National Electricity Policy mandates Rural Electrification Corporation to provide access to electricity for all households in the next 5 years.

**2.5.3 Per Capita Availability of Electricity to be Increased to over 1000 units by 2012**

Planning of generation capacity addition for 11<sup>th</sup> Plan has been carried out to meet requirement of generation of 1038 BU from utilities. This corresponds to rise in per capita consumption to over 1000 units by 2012.

\*\*\*\*\*

---

## Chapter 3

### SHORT TERM PLAN- TENTH PLAN (2002-07)

#### 3.0 INTRODUCTION

During the 8<sup>th</sup> and the 9<sup>th</sup> Plans, the capacity additions have been much below the targets set for the respective Plans. One of the major reasons for this shortfall in capacity addition has been the over dependence on the private sector in generation, which did not take off to the extent envisaged, thereby creating a deficit power situation. The Electricity Act 2003 as well as the National Electricity Policy of the Government

**Country faced 12.6% peaking and 7.5% energy shortage at beginning of 10<sup>th</sup> Plan,**

endeavours to promote competition and transparency in development of the power sector as also to encourage private sector participation in generation, transmission and distribution of electricity. In addition, the specific reasons for lesser capacity addition than the target in the past have been analyzed and appropriate remedial measures have been taken along with stringent monitoring of the 10<sup>th</sup> Plan projects.

#### 3.1 REVIEW

##### 3.1.1 Installed Capacity at the Beginning of 10<sup>th</sup> Plan

The total installed capacity at the beginning of the 10th Plan i.e. 1.4.2002 was 1,05,046 MW comprising 26,269 MW hydro, 74,429 MW thermal (including gas and diesel), 2,720 MW nuclear and 1628 MW wind-based power plants. The region-wise details of installed capacity as on 1.4.2002 are given in Table 3.1

Table 3.1

(Figures in MW)

SUMMARY OF INSTALLED CAPACITY AT THE BEGINNING OF 10 <sup>th</sup> PLAN (1.4.2002)									
REGION	Hydro	THERMAL					Nuclear	Wind	Total
		Coal	Lignite	Gas	Oil	Total			
NORTHERN	8,499	15470	-	2912	15	18,397	1,180	16	28,092
WESTERN	4,342	20124	465	5035	18	25,683	760	589	31,374
SOUTHERN	9,868	9972	2070	2551	939	15,430	780	1,021	27,099
EASTERN	2,454	13487	-	190	17	13,735	-	2	16,191
N- EASTERN	1,101	330	-	709	102	1,140	-	-	2,241
ISLANDS	5	-	-	-	44	44	-	-	49
ALL INDIA	26,269	59383	2535	11397	1,35	74,429	2,720	1,628	1,05,046*
% OF TOTAL	25	56.6	2.4	11	1	71	3	1	100

Source: General Review, CEA

\*In addition to above 1697 MW of capacity from remaining Renewable Energy Sources was connected to Grid, as per MINRE data

### 3.1.2 Power Supply Position at the Beginning of 10<sup>th</sup> Plan (1.4.2002)

The region-wise actual power supply position at the beginning of 10<sup>th</sup> Plan is given in Table 3.2

Table 3.2

POWER SUPPLY POSITION AT THE BEGINNING OF 10 <sup>th</sup> PLAN (1.4.2002)					
REGION		Peak			
		Requirement (MW)	Availability (MW)	Surplus(+)/ shortage(-)(MW)	(%) Shortage/ Surplus
NORTHERN		23,200	21,346	(-) 1,854	(-) 8.0
WESTERN		26,510	22,024	(-) 4,486	(-) 16.9
SOUTHERN		22,757	19,201	(-) 3,556	(-) 15.6
EASTERN		7,940	7,648	(-) 292	(-) 3.7
NORTH-EASTERN		1,148	1,043	(-) 105	(-) 9.1
ALL INDIA INCLUDING ISLANDS		81,555	71,262	(-) 10,293	(-) 12.6
REGION		Energy			
		Requirement (MU)	Availability (MU)	Surplus(+)/ shortage(-) (MU)	(%) Shortage/ Surplus
NORTHERN		150383	142410	(-) 7,973	(-) 5.3
WESTERN		175016	156793	(-) 18,223	(-) 10.4
SOUTHERN		140516	128095	(-) 12,421	(-) 8.8
EASTERN		50687	50197	(-) 490	(-) 1.0
NORTH-EASTERN		5935	5855	(-) 80	(-) 1.4
ALL INDIA INCLUDING ISLANDS		522537	483350	(-) 39,187	(-) 7.5

It may be seen from the Table 3.2 that at the beginning of 10<sup>th</sup> Plan the country faced a peaking shortage of 12.6% and the energy shortage of 7.5%.

### 3.2 TENTH PLAN NEED BASED CAPACITY ADDITION

The country was faced with a deficit situation at the beginning of the 10<sup>th</sup> Plan. With a view to plan the future capacity addition to meet the demand as forecasted by the 16<sup>th</sup> EPS, planning studies were carried out to assess the additional capacity required to meet the demand in full by the end of the 10<sup>th</sup> Plan. It was assessed that a capacity addition of about 57,000 MW would be required during the 10<sup>th</sup> Plan. The Working Group on Power for the 10<sup>th</sup> Plan deliberated on all the aspects of the Power Sector and in its Report recommended a capacity addition of about 46,000 MW during 10<sup>th</sup> Plan.

### 3.3 TENTH PLAN TARGET CAPACITY ADDITION

The Report of the Working Group on Power was reviewed by Ministry of Power/ Planning

**10<sup>th</sup> Plan capacity addition target was 41,110 MW against which the achievement is 21,180 MW**

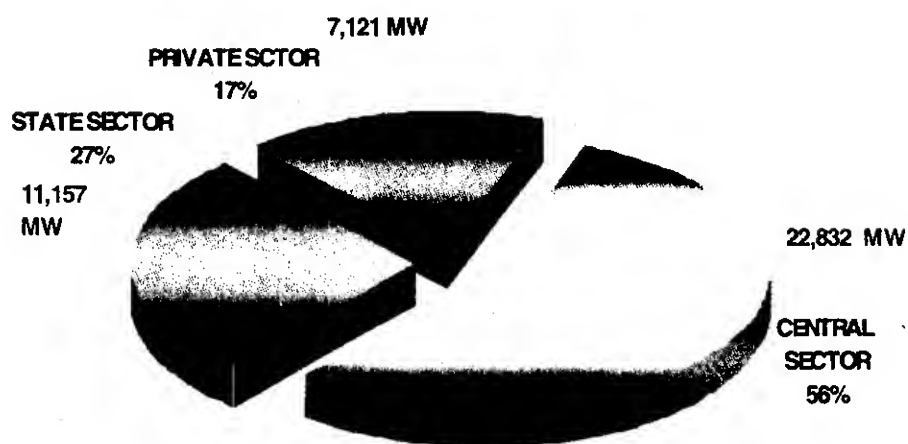
Commission and CEA and it was assessed that taking into account the resources available, a feasible capacity addition of 41,110 MW comprising 14,393 MW hydro, 25,417 MW thermal and 1,300 MW nuclear could be achieved during the Plan which was fixed as the target for the 10<sup>th</sup> Plan. The sector wise, type wise summary of this capacity addition target is given in Table 3.3 below

**Table 3.3**

(Figures in MW)

10 <sup>th</sup> PLAN CAPACITY ADDITION TARGET-SECTOR WISE				
SECTOR	Hydro	Thermal	Nuclear	Total
CENTRAL	8,742	12,790	1,300	22,832
STATE	4,481	6,676	0	11,157
PRIVATE	1,170	5,951	0	7,121
TOTAL	14,393	25,417	1,300	41,110

**10th Plan capacity addition target-by Sectors**



Region wise/ Sector wise summary of this capacity addition target is furnished at Appendix 3.1 and the detailed list of the projects is given at Appendix 3.2

### 3.3.1 Strategy for 10<sup>th</sup> Plan

With a view to addressing the problems faced by projects during the earlier Plans, a strategy was adopted to achieve 10<sup>th</sup> Plan targets. Details of Strategy adopted were as follows:

- (i) As per the experience gained in the 8<sup>th</sup> and 9<sup>th</sup> Plan periods, the 10<sup>th</sup> Plan capacity addition target consciously provided a more modest role for the Private Sector projects. The Central Power Sector Undertakings had a major share of the target for capacity addition in the 10<sup>th</sup> Plan.
- (ii) Targets of 10<sup>th</sup> Plan were fixed in consultation with the States and on the basis of the identification of individual project. Review meetings were held with the project authorities for identifying bottlenecks and taking corrective measures.
- (iii) The monitoring mechanism was strengthened. Central Electricity Authority appointed a nodal officer for each project, both at the conception stage as well as during execution. Regular review meetings were organized in MoP to resolve various issues.
- (iv) In order to make up for any shortfall in original targets for 10<sup>th</sup> Plan, an additional capacity was identified in consultation with States/CPSUs.
- (v) In order to assist the states in mobilizing adequate resources for completing power projects, the role of REC was expanded to cover financing of generation projects.
- (vi) Project authorities were encouraged to incorporate incentive clause in the contract document for early completion of projects.
- (vii) Proposal was envisaged for giving awards to the project authorities for early completion of the projects.
- (viii) The Central Plan Outlay was increased by more than three times in the 10<sup>th</sup> Plan in comparison to 9<sup>th</sup> Plan.

Detailed investigations were carried out before the project was taken up for execution to minimize geological surprises at the time of execution in the case of hydro projects.

### 3.4 STATUS OF 10TH PLAN

The target set for capacity addition during the 10<sup>th</sup> Plan was 41,110 MW. Even though stringent monitoring of projects was done, the capacity addition achieved during 10<sup>th</sup> Plan was 21,180 MW.

Projects totalling to a capacity of 21,281 MW, comprising 14,554 MW thermal, 6,507 MW hydro and 220 MW Nuclear, included in the 10<sup>th</sup> Plan target of 41,110 MW have either slipped or have been dropped. However, due to consistent efforts, certain additional projects not included in the 10<sup>th</sup> Plan target were identified for benefit during 10<sup>th</sup> Plan by expediting the process of project implementation and compression of the construction

---



schedules. These additional projects totalling to 1,351 MW, comprising 1,251 MW thermal and 100 MW nuclear power projects, were considered to offset to some extent the shortfall in capacity addition due to non-materializing of targeted projects during 10<sup>th</sup> Plan. A Summary of the above slippages and additional projects is given in **Table 3.4** below:

**Table 3.4**  
**SUMMARY OF CAPACITY ADDITION DURING 10<sup>TH</sup> PLAN**

(Figures in MW)

	Thermal	Hydro	Nuclear	Total
Original programme	25,417	14,393	1,300	41,110
Capacity slipped/dropped	(-)14,554	(-)6,507	(-) 22 0	(-)21,281
Back up capacity added	1,251	0	100	1,351
<b>Total</b>	<b>12,114</b>	<b>7,886</b>	<b>1,180</b>	<b>21,180</b>

With the addition of new projects and the projects slipped/dropped from the 10<sup>th</sup> Plan, the capacity addition during 10<sup>th</sup> Plan was 21,180 MW.

#### 3.4.1 Year-wise Actual Capacity Addition during 10<sup>th</sup> Plan

A capacity addition of 21,180 MW has been achieved during 10<sup>th</sup> Plan. Year-wise and type-wise Summary of actual capacity addition during 10<sup>th</sup> Plan is given in **Table 3.5**

**Table 3.5**

#### **SUMMARY OF ACTUAL CAPACITY ADDITION DURING 10<sup>TH</sup> PLAN (ALL INDIA)**

(Figures in MW)

Year (MW)	Type	Actual Achievements
2002-03	Hydro	635
	Thermal	2,223
	Coal	1,210
	Lignite	460
	Gas	515
	Oil	38
	Nuclear	0
	<b>Total</b>	<b>2,858</b>
2003-04	Hydro	2,590
	Thermal	1,362
	Coal	945
	Lignite	210
	Gas	207
	Oil	0
	Nuclear	50*
	<b>Total</b>	<b>4,002</b>
2004-05	Hydro	1,015
	Thermal	2,934
	Coal	2,710

Year (MW)	Type	Actual Achievements
	Lignite	125
	Gas	70
	Oil	29
	Nuclear	0
	<b>Total</b>	<b>3,949</b>
2005-06	Hydro	1,340
	Thermal	1,589
	Coal	830
	Lignite	125
	Gas	634
	Diesel	0
	Nuclear	590**
	<b>Total</b>	<b>3,519</b>
2006-07 Up to 31 <sup>st</sup> March, 2007	Hydro	2,306
	Thermal	4,006
	Coal	1,630
	Lignite	125
	Gas	892
	Diesel	0
	Nuclear	540
	<b>Total</b>	<b>6,852</b>
<b>Grand Total</b>		<b>21,180</b>

\* Additional capacity 50 MW due to uprating of MAPS-2 (Nuclear)

\*\* Additional capacity 50 MW due to uprating of MAPS-I (Nuclear)

Year-wise and Project-wise details of projects commissioned during 10<sup>th</sup> Plan are given in Table- 3.6

**Table 3.6**  
**LIST OF PROJECTS COMMISSIONED DURING 10<sup>TH</sup> PLAN**

2002-03				
Name of the Project	Sector/State	Type	Capacity (MW)	
<b>THERMAL</b>				
Pragati CCPP	S.S/Delhi	Gas	121.2	
Pragati CCPP	S.S/Delhi	Gas	104.6	
Ramgarh CCGT-2	S.S/Rajasthan	Gas	75.3	
Simhadri TPS	C.S./A P	Coal	500	
Neyveli FST Ext.	C.S/Tamilnadu	Lignite	210	
Peddapuram CCGT	P.S/ A P	Gas	78	
Raichur U-7	SS/Karnataka	Coal	210	
NLC-II Ext U-0	PS/ Tamilnadu	Lignite	250	
Valuthur CCGT	SS/ Tamilnadu	Gas	94	
Talcher-II	CS/Orissa	Coal	500	
Rokhia II U-	SS/Tripura	Gas	21	

Baramura GT Ext.	SS/ Tripura	Gas	21
Likakhong DG	SS/Manipur	Diesel	18
Bamboo flat DG	PS/A&N	Diesel	20
<b>Sub-Total (Thermal)</b>			<b>2223.1</b>
<b>HYDRO</b>			
Baspa-II	PS/HP	Hydro	200
Sardar Sarovar	SS/Guaratj	Hydro	100
Bansagar Tons-III	SS/MP	Hydro	20
Bansagar Tons-II	SS/MP	Hydro	15
Srisaillam LBPH	SS/AP	Hydro	300
<b>Sub-Total (Hydro)</b>			<b>635</b>
<b>Total (Thermal + Hydro) (2002-03)</b>			<b>2858</b>
<b>(2003-04)</b>			
<b>Thermal</b>			
Kota TPS St-IV	SS/Rajasthan	Coal	195
Suratgarh III	SS/ Rajasthan	Coal	250
Dhuvaran CCGT	SS/Gujarat	Gas	106.6
Neyveli FST Ext.	CS/Tamilnadu	Lignite	210
Kutralam CAPP	SS/Tamilnadu	Gas	100
Talcher - II	CS/Orissa	Coal	500
<b>Sub-total (Thermal)</b>			<b>1361.6</b>
<b>Hydro</b>			
Nathpa Jhakri	CS/HP	Hydro	1500
Charnera-II	CS/HP	Hydro	300
Baspa-II	PS/HP	Hydro	100
Indira Sagar JV	CS/MP	Hydro	500
Srisaillam LBPH	SS/AP	Hydro	150
Almatti Dam	SS/Karnataka	Hydro	15
Kopili ST-II	CS/Assam	Hydro	25
<b>Sub-Total (Hydro)</b>			<b>2590</b>
<b>NUCLEAR</b>			
MAPS-2 Uprating	CS/Tamilnadu	Nuclear	50
<b>Sub-Total (Nuclear)</b>			<b>50</b>
<b>Total (Thermal + Hydro+Nucl.) (2003-04)</b>			<b>4001.6</b>
<b>2004-05</b>			
<b>Thermal</b>			
Rihand-II	CS/UP	Coal	500
Panipat U-7&8	SS/Haryana	Coal	500
Akrimota TPP	SS/Gujarat	Coal	125
Ramagundam	CS/AP	Coal	500
Karuppur CAPP	PS/Tamilnadu	Gas	70
Mezia U-4	CS/DVC	Coal	210
Talcher-II	CS/Orissa	Coal	1000
Bairabi HFO	SS/Mizoram	Diesel	22.9
Rangat Bay	SS/A&N	Diesel	6.0
<b>Sub-Total (Thermal)</b>			<b>2933.9</b>
<b>HYDRO</b>			

Indira Sagar JV	CS/MP	Hydro	500
Sardar Sarovar	SS/Gujarat	Hydro	350
Almatti Dam PH	SS/Karnataka	Hydro	165
<b>Sub Total (Hydro)</b>			<b>1015.0</b>
<b>Grand Total (T+H) 2004-05</b>			<b>3948.9</b>
<b>2005-06</b>			
<b>Thermal</b>			
Rihand-II	CS/UP	Coal	500
Akrimota TPP	SS/Gujarat	Coal	125
Karuppur CCGP	PS/Tamilnadu	Gas	49.8
Jojobera	PS/Jharkhand	Coal	120
Valentharvi	PS/Tamilnadu.	Gas	38
Jagrupadu CCGP	PS/AP	Gas	220
Paricha Extn.	SS/UP	Coal	210
Dhuvaran	SS/Gujarat	Gas	72
Vemagiri-I	PS/AP	Gas	233
Rokhia GT	SS/Tripura	Gas	21
<b>Sub-Total (Thermal)</b>			<b>1588.8</b>
<b>NUCLEAR</b>			
TAPP Unit 3&4	CS/Maharashtra	Nuclear	540
MAPS-1 Upgrading	CS/TN	Nuclear	50
<b>Sub-Total (Nuclear)</b>			<b>590</b>
<b>HYDRO</b>			
Dhauliganga	SS/Uttanchal	Hydro	280
Sardar Sarovar	SS/Gujarat	Hydro	800
Almatti Dam PH	SS/Karnataka	Hydro	110
Pykara Ultimate ST	SS/Tamilnadu	Hydro	150
<b>Sub-total (Hydro)</b>			<b>1340</b>
<b>Grand Total (T+N+H) 2005-06</b>			<b>3519</b>
<b>2006-07</b>			
<b>Thermal</b>			
Valentharvi	SS/Tam	Gas	14.8
Vemagiri-I CCGT	PS/AP	Gas	137
Ratnagiri Gas (JV) CCGP-II	CS/Maha	Gas	740
Vindhyachal	NTPC	Coal	1000
Unchahar III	NTPC	Coal	210
Paricha Ext.	SS/UP	Coal	210
Rayalseema II	SS/AP	Coal	210
Giral Lignite	SS/Raj	Lignite	125
New Parli	SS/Mah	Coal	250
Dholpur CCGP	SS/Raj.	Gas	110
Kahalgaon II	NTPC	Coal	500
Mejia U5	DVC	Coal	250
Korba East Extn.	SS/Chhatt.	Coal	250
<b>Sub-Total (Thermal)</b>			<b>4006</b>
<b>Nuclear</b>			
Tarapur 3 & 4	CS/Maha	Nuclear	540

<b>Sub-Total (Nuclear)</b>			<b>540</b>
<b>Hydro</b>			
Vishnuprayag	PS/Uttanchal	Hydro	400
Tehri	THDC	Hydro	1000
Larji	SS/HP	Hydro	126
Bhawani Kathalai	Tam	Hydro	30
Sardar Sarovar	SS/Guj.	Hydro	200
Bansagar-IV	MP/SS	Hydro	20
Marikheda	MP/SS	Hydro	40
Krbi Langpi	SS/ASSAM	Hydro	100
Dulhasti	NHPC	Hydro	390
<b>Sub-Total (Hydro)</b>			<b>2306</b>
<b>Grand Total (T+N+H)</b>			<b>6852</b>
<b>ALL INDIA -10<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION</b>			
<b>Thermal (Coal+Gas+Diesel)</b>	<b>12114</b>		
<b>(Hydro)</b>	<b>7886</b>		
<b>(Nuclear)</b>	<b>1180</b>		
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>21,180</b>		

A Summary of 10<sup>th</sup> Plan capacity addition of 21,180 MW is given in **Appendix 3.3** and a detailed list of projects totalling to 21,180 MW is given at **Appendix 3.4**.

### 3.4.2 Details of 10<sup>th</sup> Plan Deviations viz-a-viz Target

Details of the projects which slipped and additional projects commissioned during 10<sup>th</sup> Plan viz-a-viz the target are furnished in **Table 3.7**

**Table 3.7**

<b>PROJECT-WISE DETAILS OF ADDITIONAL PROJECTS AND PROJECTS SLIPPED FROM 10<sup>TH</sup> PLAN TARGET CAPACITY ADDITION OF 41110 MW</b>					
<b>PROJECTS SLIPPED</b>			<b>ADDITIONAL PROJECTS (NOT INCLUDED IN 10<sup>TH</sup> PLAN TARGET OF 41,110 MW)</b>		
<b>Name of Agency/State</b>	<b>Name of Project</b>	<b>Cap. (MW)</b>	<b>Name of Agency/State</b>	<b>Name of Project</b>	<b>Capacity (MW)</b>
<b>THERMAL CENTRAL SECTOR</b>			<b>THERMAL CENTRAL SECTOR</b>		
NTPC	Barh	660	NTPC	Vindhyachal TPS-III Unit 10	500
	Kahalgaoon STPS Stage II * Ph.I U-5	160			
	North Karanpura TPP U-1	660			
	Sipat 2x660 STPP-I U- 1&2	1320			
	Qadri TPS 1x490	490			
	Sipat 2x660 STPS II * U-4	160			
NLC	Neyveli 2x250 TPS II Exp. U 1&2	500			
NLC	Barsingar lignite 1x250 TPP U-1	250			
DVC	Maithon R8 TPP 4x250 U-21 to 4	1000			

NEEPCO	Moharchak CCGT GT+ST	500			
DVC	Chandrapura TPS Extn. U 7 & 8	500			
NTPC	Rathagiri gas (JV)	704			
<b>SUB TOTAL (CS)</b>		<b>6904</b>	<b>SUB TOTAL (CS)</b>		<b>500</b>

PROJECT SLIPPED			ADDITIONAL PROJECTS		
Name of Agency/ State	Name of Project	Cap. (MW)	Name of Agency/ State	Name of Project	Capacity (MW)
<b>THERMAL</b>			<b>THERMAL</b>		
<b>STATE SECTOR</b>			<b>STATE SECTOR</b>		
			CSEB	Korba East TPP U-1 40 M W	40*
Rajasthan (RRIECL)	Mathania ISCC GT+ST	140	DPL-W.B.		
Jharkand	Tenughat TPP II Unit 3	210	MSEB		
UP.	Anpara (c) 1x500 U-1	500	MPSEB		
Pondicherry	Karaikal CCGT GT+ST	100	RRVUNL	Dholpur CCGT	110
Meghalaya	Byrnihat DGPP	24	RRVUNL	Giral TPP Unit 1	125
Meghalaya	Mendipathar DGPP	24	Nagaland		
Assam (ASEB)	Lakwa WH ST	38	Tripura	ROKHIA GT	21
West Bengal	Bakreshwer - U-5 TPS-II	420	UPRVUNL	Parichha TPS Extn. Unit 4	210
Punjab	GHTPP	500	W. Bengal		
Chhattis.	Korba East	210	GSECL	Dhuvaran (LNG) Extn.	72
Guj.	KLTPS	75	West Bengal		
A.P.	Rayalseema	210			
Karnatka	Bellary	500			
W.B.	Sagardighi	250	A&N ISLAND	Rangat Bay	1
MP	Birsingpur Extn.	500			
Maharash	Paras Ext.	250			
Maharash	New Parli TPS	250			
<b>SUB TOTAL (SS)</b>		<b>4201</b>	<b>SUB TOTAL (SS)</b>		<b>679</b>
<b>PRIVATE SECTOR</b>			<b>PRIVATE SECTOR</b>		
Bihar	Bihta TPP U-1	135			
Gujarat	Jamnagar TPP 2x250	500	Tamil Nadu	Kuruppur CCGT	119.8
Karnataka	Hassan CCGT GT+ST U-1&2	189			
Karnataka	Karminike CCGT GT+ST	107.6	Tamil Nadu	Valentharavai CCGT	52.8
Punjab	Goindwal TPP U-1&2	500			
M.P.	Bina TPP 2x289 U 1&2	578			
A.P.	Jegurupadu CCGT* Ext. GT	10			
A.P.	Ramagundam BPL U-1 & 2	520			
A.P.	Konaseema gas	445			
A.P.	Gautami gas	464			
<b>SUB TOTAL (PS)</b>		<b>3448.6</b>	<b>SUB TOTAL (PS)</b>		<b>172.6</b>
<b>TOTAL (THERMAL)</b>	<b>(CS+SS+PS)</b>	<b>14553.6</b>	<b>TOTAL (THERMAL)</b>		<b>1251.8</b>

PROJECT SLIPPED			ADDITIONAL PROJECTS		
Name of Agency/State	Name of Project	Capacity (MW)	Name of Agency/State	Name of Project	Capacity (MW)
<b>HYDRO</b>			<b>HYDRO</b>		
NHPC	Bav II Maharashtra	37			
NHPC	Sewa -II J&K	120			
NJPC	Rampur (J.V.)	400			
THDC	Tehri St.II (PSS)	1000			
NHPC	Teesta Low Dam -IV	168			
NHPC/ WBPDC (JV)	Purlia PSS	900			
NHDC	Omkareshwer MP	520			
NEEPCO	Tuirial Mizoram	60			
PIW/PSEB	Shahpurkandi, Punjab	168			
HPSEB	Kashang - I	66			
Meghalaya	Myntdu (Leiska) - I	84			
Dhamwari Power Co.	Dhamwari Sunda HEP	70			
SMHPC	Maheshwar	400			
P&E Dept. Mizoram	Bairabi Dam, Mizoram	80			
A.P.	Jurala Priya	78			
KERALA	Kuttiyadi Aug	100			
Tamil Nadu	Bhawani Kathalai	60			
THDC	Koteshwer	400			
NHPC	Teesta Low Dam III	132			
Sikkim	Teesta-V	510			
J&K	Baglihar	450	<b>NUCLEAR</b>		
Uttaranchal	Maneribhali	304			
Maharashtra	Ghatghar pss	250		MAPP I&II	100
Orissa	Balimela	150			
Total Hydro		6507	TOTAL (NUCL)		100
TOTAL (Slippage) (Thermal + Hydro)		21060.6	GRAND TOTAL (additional)	(Thermal + Nuclear)	1351.6
<b>NUCLEAR</b>					
KAIGA U3		220			
GRAND TOTAL (Slippage) (Thermal + Hydro+Nuclear)		21280.6	GRAND TOTAL (additional)	(Thermal + Nuclear)	1351.6

\* Due to change in unit size from 210 MW to 250 MW.

### 3.5 REASONS FOR 10<sup>th</sup> PLAN SLIPPAGES

The capacity addition achieved during the 9<sup>th</sup> Five Year Plan was below 20,000 MW. The goal of capacity addition of 41,110 MW during 10<sup>th</sup> Plan was a great challenge to the central, state and private sector generating companies. MOP and CEA formulated a strategy for achieving the planned target of capacity addition during the 10<sup>th</sup> Plan and carried out rigorous monitoring of the progress of the projects. Critical projects not making satisfactory progress were identified and focused efforts were made to remove

the constraints in their implementation. However, in spite of best efforts by project authorities, CEA and MOP, some of the hydro and thermal projects slipped from the 10<sup>th</sup> Plan. As per the analysis carried out, major reasons for slippages were:

- (a) In case of thermal projects under execution during 10<sup>th</sup> Plan, the main reason of slippage was delay in placement of main plant order. The other reason of delay was non-sequential supply of material by the manufacturers. A large capacity slipped due to delay in supply/ construction by the suppliers/contractors.
- (b) Hydro projects that slipped from original 10<sup>th</sup> Plan target did so mainly due to delay in award of works, delay in investment decisions, forest clearance, natural calamity and geological surprises. Some of the Hydro projects in state sector were delayed due to funds constraints.
- (c) About 3960 MW (660 MW unit size) capacity projects of NTPC based on super critical technology were not found feasible to be commissioned during 10<sup>th</sup> plan. Originally, NTPC was considering that indigenous manufacturer BHEL shall tie up and have a collaboration agreement and participate in tender for development of these projects. However, tendering & placement of order was delayed due to delay in transfer of technology arrangements by BHEL.
- (d) 10<sup>th</sup> plan target included some hydro projects in case of which preparedness in terms of various milestones viz Techno-economic clearance, PIB, Environmental clearances, etc were not in place.
- (e) Following gas based power projects totalling to 1713 MW have slipped from the 10<sup>th</sup> Plan due to non availability of gas:

(a)	Konaseema	445 MW
(b)	Gautami	464 MW
(c)	Karaikal	100 MW
(d)	Ratnagiri CPP-II (Dhabol)	704 MW

Further, following projects of capacity 1450 MW slipped from the additional projects identified during mid term Appraisal due to non availability of gas.

(e)	Kawas (NTPC)	725 MW
(f)	Gandhar (NTPC)	725 MW

- (f) In case of private sector, the reasons of slippages are due to escrow cover not being given by State Government and financial closure not achieved by the developers.

The following table indicates the major reasons of slippage and the capacity slipped from 10<sup>th</sup> Plan target due to each of these reasons:



Table-3.8

Figures in MW

	Major Reasons for Slippage	Original Plan				Additional Projects Thermal	Grand Total	Remarks
		Thermal	Hydro	Nuclear	Total			
1	Delay in supplies/erection by suppliers/contractors	2670	679	220	3569	3350*	6919	*Includes 1300 MW projects included on best effort basis - otherwise these were to be commissioned in XIth plan.
2	Delay in tie-up super critical technology by BHEL (one unit at Sipat and one at Kahalgaon were replaced by 500 MW units)	3960			3960		3960	
3	Non-availability of Gas	1713			1713	1450**	3163	**Kawas and Gandhar CCGT could not be taken up pending finalisation gas sales & purchase agreement with Reliance Inds.Ltd.
4	Delay in award of works mainly in state sector/NLC	1423	222		1645	835	2480	
5	Projects not taken up/Escrow cover not given/financial closure not achieved/funds not tied up	5278			5278	23	5301	
6	Delay in clearance/investment decision (Hydro projects)		2391		2391		2391	
7	Hydro Project - delay in environmental clearance, geological surprises, natural calamities, R&R issues, delay in signing of MoU, Court Cases		3155		3155		3155	
8	Law & Order Problems	500	60		560		560	
9	Nuclear projects included on best effort basis (otherwise scheduled for XI plan)					1220	1220	
10	Adjustment due to change of size	(-990)	-		(-990)	91	(-899)	
	Total	14554	6507	220	21281	6969	28250	

An analysis was carried out of the projects slipped from 10<sup>th</sup> Plan. Detail of the thermal and hydro projects which have been slipped from the original target are given in the following Appendices:

**Appendix - 3.5 :** Details of Thermal projects slipped from original 10<sup>th</sup> plan target along with reasons.

**Appendix - 3.6 :** Details of hydro projects slipped from original 10<sup>th</sup> plan target along with reasons.

### 3.6 INSTALLED CAPACITY (as on 31.3.2007)

The total Installed Capacity as on 31.03.2007 was 1,32,330 MW comprising 34,654 MW hydro, 86,015 MW thermal including gas & diesel, 3,900 MW nuclear based power plants and 7,761 MW from renewable energy sources including wind.

The sector-wise details of installed capacity are given in Table 3.9

**Table 3.9**  
**SUMMARY OF INSTALLED CAPACITY AS ON 31.03.2007**

(Figures in MW)

Sector	Hydro	Thermal					Nucl.	R.E.S. @	Total
		Coal	Lig.	Gas\$	Diesel	Total			
<b>CENTRAL</b>	7562	25270	2490	5899	0	33659	3900	0	45121
<b>STATE</b>	25786	38530	590	3610	605	43334	0	976	70096
<b>PRIVATE</b>	1306	3741	500	4183	597	9022	0	6785	17113
<b>TOTAL</b>	34654	67541	3580	13692	1202	86015	3900	7761	132330

Source : DMLF Division, CEA

@ R.E.S. = Renewable Energy Sources Includes Small Hydro Project(SHP), Biomass Gas (BG), Biomass Power (BP) Urban and Industrial waste power (U&I) & Wind Energy

\$ Includes Liquid Fuel based Kayamkulam Project-350 MW

### 3.7 YEAR-WISE POWER SUPPLY POSITION DURING 10<sup>th</sup> PLAN

The year-wise actual power supply position during 2002-03, 2003-04, 2004-05, 2005-06 and 2006-07 of 10<sup>th</sup> plan is given in Table 3.10

**Table 3.10**  
**ACTUAL POWER SUPPLY POSITION (ALL INDIA BASIS)**

Year	Peak				Energy			
	Require ment (MW)	Availabi- lity (MW)	Surpl s (+)/Shor tage(-) (MW)	Shortag e/Surpl us %	Require ment (MU)	Availability (MU)	Surpl s (+)/Shorte ge (-) (MU)	Shortage /Surplus %
2002-03	81492	71547	- 9945	-12.2	545983	497690	-48093	-8.8
2003-04	84574	75066	-9508	-11.2	559264	519398	-39866	-7.1
2004-05	87906	77652	-10254	-11.7	591373	548115	-43258	-7.3
2005-06	93255	81792	-11463	-12.3	631757	578819	-52938	-8.4
2006-07	100715	87105	-13610	-13.5	693057	624716	-68341	-9.9

### 3.8 STRATEGY FOR SELECTION OF PROJECTS FOR 11<sup>th</sup> PLAN

In order to avoid slippages while planning for capacity addition during 11th Plan, efforts have been made to set 11th Plan targets realistically.

Following guidelines have generally been adopted while including the candidate projects in the list of 11th Plan projects.

- Those projects already taken up for execution in the 10th Plan period itself and due for commissioning in the 11th Plan period.
- Those thermal projects whose LOA has already been placed by the State and Central Public Sector Corporations.
- Those thermal projects whose LOA has already been placed and the financial closure achieved by private developers.
- Those thermal projects whose LOA is expected to be placed by 30<sup>th</sup> September, 2008 and commissioning is expected during the 11<sup>th</sup> Plan keeping in view the normal gestation period.
- Those hydro projects whose concurrence has been issued by CEA and order for main packages is likely to be placed by March 2007.
- Apart from the above, some small hydro projects which are ROR type surface power houses and whose gestation period is less than 5 years are also included. This would need to be rigorously followed up for completion of other formalities. The key to successful implementation of the plan is that the orders for plant and equipment and construction contracts are placed well in time. About 44000 MW capacity out of 76460 MW planned during 11th plan is under execution. All efforts should be made to obtain necessary clearances and place orders for remaining capacity during the first year of 11th plan itself.

The above guidelines would ensure a higher degree of confidence in fulfilling of the target as compared to 10th Plan.

### 3.9 CONCLUSIONS

During 9<sup>th</sup> plan the capacity addition achievement was 47.5% of the target, which is low even against capacity addition achievement of 53.7% during 8th plan. To meet these shortages experienced in various regions, sufficient capacity would need to be added in subsequent plan periods so that the total demand both in terms of peak and energy can be met. In order to realize maximum capacity feasible during the 10<sup>th</sup> plan, a detailed strategy was evolved and a rigorous monitoring mechanism was in place involving regular site visits and review meetings by CEA & MoP to remove impediments in project implementation. Reasons for slippages during 10<sup>th</sup> Plan have been analysed in detail. Strategy for selection of 11<sup>th</sup> plan projects has also been detailed.

\*\*\*\*\*

---

## Appendix 3.1

## SUMMARY OF CAPACITY ADDITION DURING 10th PLAN (41110 MW)

		HYDRO	THERMAL	NUCLEAR	TOTAL
<b>A</b>	<b>SECTOR WISE</b>				
	<b>CENTRAL</b>	8742	12790	1300	<b>22832</b>
	<b>STATE</b>	4481	6676	0	<b>11157</b>
	<b>PRIVATE</b>	1170	5951	0	<b>7121</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>14393</b>	<b>25417</b>	<b>1300</b>	<b>41110</b>
<b>B</b>	<b>REGION WISE</b>				
	<b>NORTHERN</b>	7274	5046	0	<b>12320</b>
	<b>WESTERN</b>	3752	6604	1080	<b>11436</b>
	<b>SOUTHERN</b>	1158	5998	220	<b>7376</b>
	<b>EASTERN</b>	1860	7075	0	<b>8935</b>
	<b>NORTH EASTERN</b>	349	669	0	<b>1018</b>
	<b>A &amp; N Islands</b>	0	25	0	<b>25</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>14393</b>	<b>25417</b>	<b>1300</b>	<b>41110</b>
<b>C</b>	<b>STATUS WISE</b>				
	<b>SANCTIONED ON GOING</b>	8088	7634	1300	<b>17022</b>
	<b>CEA CLEARED</b>	3504	9327	0	<b>12831</b>
	<b>STATE CLEARED</b>	130	648	0	<b>778</b>
	<b>NEW SCHEMES</b>	2671	7808	0	<b>10479</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>14393</b>	<b>25417</b>	<b>1300</b>	<b>41110</b>

## Appendix 3.2

Page 1 of 7

**LIST OF POWER PROJECTS FOR BENEFITS DURING 10TH PLAN (41,110 MW)**  
**(Central, State & Private Sector)**

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>NORTHERN REGION</b>										
<b>CENTRAL SECTOR</b>										
<b>NHPC</b>										
CHAMERA II	SOG	HYDRO	C	300			300			300
DULHASTI	SOG	HYDRO	C	390		390				390
DHAULI GANGA	SOG	HYDRO	C	280			280			280
SEWA II	CEA	HYDRO	C	120					120	120
<b>SUB-TOTAL (NHPC)</b>				<b>1090</b>	<b>0</b>	<b>390</b>	<b>580</b>	<b>0</b>	<b>120</b>	<b>1090</b>
<b>NJPC</b>										
NATHPA JHAKRI	SOG	HYDRO	C	1500		1500				1500
RAMPUR	NEW	HYDRO	C	400					400	400
<b>SUB-TOTAL (NJPC)</b>				<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>1500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>1900</b>
<b>NTPC</b>										
RIHAND II	SOG	COAL	C	1000				500	500	1000
UNCHAHAR III	NEW	CDAL	C	210					210	210
DADRI II	NEW	COAL	C	490					490	490
<b>SUB-TOTAL (NTPC)</b>				<b>1700</b>				<b>500</b>	<b>1200</b>	<b>1700</b>
<b>THDC</b>										
TEHRI I	SOG	HYDRO	C	1000	250	750				1000
KOTESHWAR	SOG	HYDRO	C	400				400		400
TEHRI PSS	NEW	PSTOR	C	1000				500	500	1000
<b>SUB-TOTAL (THDC)</b>				<b>2400</b>	<b>250</b>	<b>750</b>	<b>0</b>	<b>900</b>	<b>500</b>	<b>2400</b>
<b>NLC</b>										
BARSINGSAR	NEW	LIGNITE	C	500					250	250
<b>TOTAL NR (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>7590</b>	<b>250</b>	<b>2640</b>	<b>580</b>	<b>1400</b>	<b>2470</b>	<b>7340</b>
<b>STATE SECTOR</b>										
<b>DELHI</b>										
PRAGATI (GT2 +ST)	SOG	GAS	S	225.78	225.78					225.78
<b>SUB TOTAL (DELHI)</b>				<b>225.78</b>	<b>225.78</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>225.78</b>
<b>HARYANA</b>										
PANIPAT U 7&8	CEA	COAL	S	500				500		500
<b>SUB TOTAL (HARYANA)</b>				<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>500</b>

## Appendix 3.2

Page 2 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
HP										
LARGI	CEA	HYDRO	S	126			126			126
KASHANG-I	NEW	HYDRO	S	66					66	66
<b>SUB TOTAL (HP)</b>				<b>192</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>126</b>	<b>0</b>	<b>66</b>	<b>192</b>
J&K										
BAGHALIHAR	CEA	HYDRO	S	450					450	450
<b>SUB TOTAL (J &amp; K)</b>				<b>450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>450</b>	<b>450</b>
PUNJAB										
GHTPP-II	SOG	COAL	S	500					500	500
SHAH-PURKANDI	SOG	HYDRO	S	168					168	168
<b>SUB TOTAL (PUNJAB)</b>				<b>668</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>668</b>	<b>668</b>
RAJASTHAN										
RAMGARH-2	CEA	GAS	S	75.32	75.32					75.32
MATAHANIA CCPP	CEA	LNG	S	140			140			140
KOTA TPS ST IV	CEA	COAL	S	195		195				195
SURATGARH III	CEA	COAL	S	250		250				250
<b>SUB TOTAL (RAJASTHAN)</b>				<b>660.32</b>	<b>75.32</b>	<b>445</b>	<b>140</b>	<b>0</b>		<b>660.32</b>
UP										
PARICHHA EXTN	NEW	COAL	S	420					210	210
ANPARA C	NEW	COAL	S	1000					500	500
<b>SUB TOTAL (UP)</b>				<b>1420</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>710</b>	<b>710</b>
UTTARANCHAL										
MANERIBHALI II	CEA	HYDRO	S	304					304	304
<b>SUB TOTAL (UTTARANCHAL)</b>				<b>304</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>304</b>	<b>304</b>
<b>TOTAL NR (STATE SECTOR)</b>				<b>4420.1</b>	<b>301.1</b>	<b>445</b>	<b>266</b>	<b>500</b>	<b>2198</b>	<b>3710.1</b>
PRIVATE SECTOR										
PUNJAB										
GOINDWAL SAHIB	SC	COAL	P	500					500	500
<b>SUB TOTAL (PUNJAB)</b>				<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>500</b>
HP										
BASPA	CEA	HYDRO	P	300		300				300
DHAMVARI SUNDA	CEA	HYDRO	P	70					70	70
<b>SUB TOTAL (HP) P</b>				<b>370</b>	<b>0</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>70</b>	<b>370</b>
UTTARANCHAL										
VISHNU PRAYAG	CEA	HYDRO	P	400					400	400
<b>SUB TOTAL (UTTARANCHAL) P</b>				<b>400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>400</b>
<b>TOTAL NR PRIVATE SECTOR</b>				<b>1270</b>	<b>0</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>970</b>	<b>1270</b>
<b>TOTAL (NORTHERN REGION)</b>				<b>13280.1</b>	<b>551.1</b>	<b>3385</b>	<b>846</b>	<b>1900</b>	<b>5638</b>	<b>12320.1</b>

### Appendix 3.2

Page 3 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>WESTERN REGION</b>										
<b>CENTRAL SECTOR</b>										
<b>NPC</b>										
TARAPUR U3&4	SOG	NUCLEAR	C	1080				540	540	1080
<b>NTPC</b>										
SIPAT I	CEA	COAL	C	1980				660	660	1320
SIPAT II	CEA	COAL	C	660					660	660
VINDHYACHAL III	CEA	COAL	C	1000					500	500
<b>SUB TOTAL (NTPC)</b>				<b>3640</b>				<b>660</b>	<b>1820</b>	<b>2480</b>
<b>NHPC</b>										
BAV-II	NEW	HYDRO	C	37					37	37
<b>SUB TOTAL (NHPC)</b>				<b>37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>37</b>	<b>37</b>
<b>NHDC</b>										
OMKARESHWAR	CEA	HYDRO	JV	520					520	520
INDIRA SAGAR	SOG	HYDRO	JV	1000		125	750	125		1000
<b>SUB TOTAL (NHDC)</b>				<b>1520</b>	<b>0</b>	<b>125</b>	<b>750</b>	<b>125</b>	<b>520</b>	<b>1520</b>
<b>SUB TOTAL WR (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>6277</b>	<b>0</b>	<b>125</b>	<b>750</b>	<b>1325</b>	<b>2917</b>	<b>5117</b>
<b>STATE SECTOR</b>										
<b>GUJARAT</b>										
SAR.SAROVAR-2	SOG	HYDRO	S	1450		250	400	600	200	1450
AKRIMOTA	CEA	LIGNITE	S	250	125	125				250
KLTPS EXTN(Panani)	NEW	LIGNITE	S	75					75	75
DHUVRAN	CEA	GAS	S	106.62			106.62			106.62
<b>SUB TOTAL (GUJARAT)</b>				<b>1881.62</b>	<b>125</b>	<b>375</b>	<b>506.62</b>	<b>600</b>	<b>275</b>	<b>1881.62</b>
<b>MAHARASHTRA</b>										
GHATGHAR	SOG	PSTOR	S	250			250			250
PARLI TPP EX. ST-I	SOG	COAL	S	250			250			250
<b>SUB TOTAL (MAHARASHTRA)</b>				<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>
<b>MP</b>										
BIRSINGPUR EXT	NEW	COAL	S	500					500	500
BANSAGAR II	SOG	HYDRO	S	30	15					15
BANSAGAR III	SOG	HYDRO	S	20	20					20
MARIKHEDA	SC	HYDRO	S	40			40			40
BANSAGAR IV	SOG	HYDRO	S	20				20		20
<b>SUB TOTAL (MP)</b>				<b>610</b>	<b>35</b>	<b>0</b>	<b>40</b>	<b>20</b>	<b>500</b>	<b>595</b>
<b>CHHATTISGARH</b>										
KORBA EAST EXT.	NEW	COAL	S	420					420	420
<b>SUB TOTAL(CHHATTISGARH)</b>				<b>420</b>					<b>420</b>	<b>420</b>
<b>SUB TOTAL WR (STATE SECTOR)</b>				<b>3411.62</b>	<b>160</b>	<b>375</b>	<b>1046.62</b>	<b>620</b>	<b>1195</b>	<b>3396.62</b>

Appendix 3.2  
Page 4 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>PRIVATE SECTOR</b>										
<b>GUJARAT</b>										
JAMNAGAR	CEA	REFRES	P	500			500			500
<b>SUB TOTAL (GUJARAT) P</b>				<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>
<b>MP</b>										
MAHESHWAR	CEA	HYDRO	P	400				240	160	400
BINA	CEA	COAL	P	578			578			578
<b>SUB TOTAL (MP) P</b>				<b>978</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>578</b>	<b>240</b>	<b>160</b>	<b>978</b>
<b>MAHARASHTRA</b>										
DABHOL II	SOG	LNG	P	1444	1444					1444
<b>SUB TOTAL WR (PRIVATE SECTOR)</b>				<b>2922</b>	<b>1444</b>	<b>0</b>	<b>1078</b>	<b>240</b>	<b>160</b>	<b>2922</b>
<b>TOTAL (WESTERN REGION)</b>				<b>12610.6</b>	<b>1604</b>	<b>500</b>	<b>2874.62</b>	<b>2185</b>	<b>4272</b>	<b>11435.62</b>
<b>SOUTHERN REGION CENTRAL SECTOR</b>										
<b>NLC</b>										
NEYVELI EXT	SOG	LIGNITE	C	420	420					420
NEYVELI II EXP	CEA	LIGNITE	C	500					500	500
<b>SUB TOTAL (NLC)</b>				<b>920</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>920</b>
<b>NPC</b>										
KAIGA U3	SOG	NUCLEAR	C	220					220	220
<b>NTPC</b>										
SIMHADRI	SOG	COAL	C	1000	500					500
RAMAGUNDAM III	SOG	COAL	C	500				500		500
<b>SUB TOTAL (NTPC)</b>				<b>1500</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>8</b>	<b>1000</b>
<b>SUB TOTAL SR (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>2640</b>	<b>920</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>720</b>	<b>2140</b>
<b>STATE SECTOR</b>										
<b>AP</b>										
RAYALSEMA-II	SOG	COAL	S	420					420	420
SRISAILAM LBPH	SOG	HYDRO	S	450	300	150				450
JURALA PRIYA	CEA	HYDRO	S	235					78.2	78.2
<b>SUB TOTAL (AP)</b>				<b>1105</b>	<b>300</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>498.2</b>	<b>948.2</b>
<b>KARNATAKA</b>										
RAICHUR U7	CEA	COAL	S	210	210					210
ALMATI DAM	CEA	HYDRO	S	290			165	125		290
BELLARY	NEW	COAL	S	500					500	500
<b>SUB TOTAL (KARNATAKA)</b>				<b>1000</b>	<b>218</b>	<b>0</b>	<b>165</b>	<b>125</b>	<b>500</b>	<b>1000</b>



### Appendix 3.2

#### Page 5 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>KERALA</b>										
KUTTIYADI AUG.	NEW	HYDRO	S	100			100			100
<b>SUB TOTAL (KERALA)</b>				<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>TAMILNADU</b>										
PYKARA ULTIMATE	SOG	HYDRO	S	150		150				150
PERUNGULAM (VALUTHUR)	CEA	GAS	S	94	94					94
BHAWANI KATHALAI 1&2	SC	HYDRO	S	90			90			90
KUTRALAM GAS	NEW	GAS	S	100					100	100
<b>SUB TOTAL (TAMILNADU)</b>				<b>434</b>	<b>94</b>	<b>150</b>	<b>90</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>434</b>
<b>PONDICHERRY</b>										
KARAIKAL CCGT	NEW	GAS	S	100				100		100
<b>SUB TOTAL SR (STATE SECTOR)</b>				<b>2739</b>	<b>604</b>	<b>300</b>	<b>355</b>	<b>225</b>	<b>1098.2</b>	<b>2582.2</b>
<b>PRIVATE SECTOR</b>										
<b>AP</b>										
PEDDAPURAM CCGT	SOG	GAS	P	220	78					78
VEMAGIRI-I	CEA	GAS	P	370			370			370
GAUTAMI	NEW	GAS	P	464		464				464
RAMGUNDAM BPL	CEA	COAL	P	520				520		520
JEGRUPADU-EXT 1	NEW	GAS	P	230			230			230
KONASEEMA	NEW	GAS	P	445			445			445
<b>SUB TOTAL (AP) P</b>				<b>2249</b>	<b>78</b>	<b>464</b>	<b>1045</b>	<b>520</b>	<b>0</b>	<b>2107</b>
<b>KARNATAKA</b>										
HASSAN	NEW	LNG	P	189		189				189
KANIMINKE CCGT	CEA	NAPHTHA	P	108					108	108
<b>SUB TOTAL (KARNATAKA) P</b>				<b>297</b>	<b>0</b>	<b>189</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>108</b>	<b>297</b>
<b>TAMILNADU</b>										
NEYVELI ZERO	SOG	LIGNITE	P	250	250					250
<b>SUB TOTAL (TAMILNADU) P</b>				<b>250</b>	<b>250</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>250</b>
<b>SUB TOTAL SR (PRIVATE SECTOR)</b>				<b>2796</b>	<b>328</b>	<b>653</b>	<b>1045</b>	<b>520</b>	<b>108</b>	<b>2654</b>
<b>TOTAL (SOUTHERN REGION)</b>				<b>8175</b>	<b>1852</b>	<b>953</b>	<b>1400</b>	<b>1245</b>	<b>1926.2</b>	<b>7376.2</b>
<b>EASTERN REGION</b>										
<b>CENTRAL SECTOR</b>										
<b>DVC</b>										
MEZIA-U4	CEA	COAL	C	210			210			210
MEZIA-U5	NEW	COAL	C	250			250			250
MAITHON-RBC	NEW	COAL	JV	1000				500	500	1000
CHANDRAPURA U7&8	NEW	CDAL	C	500				500		500
<b>SUB TOTAL (DVC)</b>				<b>1960</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>460</b>	<b>1000</b>	<b>500</b>	<b>1960</b>

# Appendix 3.2

## Page 6 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>NHPC</b>										
TEESTA V	SOG	HYDRO	C	510					510	510
PURLIA PSS	NEW	PSTOR	JV	900					900	900
TEESTA LOW DAM III	CEA	HYDRO	C	132					132	132
TEESTA LDW DAM IV	NEW	HYDRO	C	168					168	168
<b>SUB TOTAL (NHPC)</b>				<b>1710</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1710</b>	<b>1710</b>
<b>NTPC</b>										
TALCHER-II	SOG	COAL	C	2000		500	500	1000		2000
NORTH K PURA	NEW	COAL	C	1980					660	660
KAHALGAON II	CEA	COAL	C	1320					660	660
BARH	CEA	COAL	C	1980					660	660
<b>SUB TOTAL (NTPC)</b>				<b>7280</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>1000</b>	<b>1980</b>	<b>3980</b>
<b>SUB TOTAL ER (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>10950</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>960</b>	<b>2000</b>	<b>4190</b>	<b>7650</b>
<b>STATE SECTOR</b>										
<b>JHARKHAND</b>										
TENUGHAT EXT	NEW	COAL	S	630					210	210
<b>SUB TOTAL (JHAR)</b>				<b>630</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>210</b>	<b>210</b>
<b>ORISSA</b>										
BALIMELA II	CEA	HYDRO	S	150					150	150
<b>SUB TOTAL (ORISSA)</b>				<b>150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>	<b>150</b>
<b>WEST BENGAL</b>										
SAGARDIGHI-I	NEW	COAL	S	500					250	250
BAKRESHWAR 4,5	CEA	COAL	S	420				420		420
<b>SUB TOTAL (WB)</b>				<b>920</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>420</b>	<b>250</b>	<b>670</b>
<b>SUB TOTAL ER (STATE SECTOR)</b>				<b>1700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>420</b>	<b>610</b>	<b>1030</b>
<b>PRIVATE SECTOR</b>										
<b>BIHAR</b>										
BIHTA TPS	NEW	COAL	P	135					135	135
<b>SUB TOTAL (BIHAR) P</b>				<b>135</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>135</b>	<b>135</b>
<b>JHARKHAND</b>										
JOJOBERA	NEW	COAL	P	120					120	120
<b>SUB TOTAL (JHAR) P</b>				<b>120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120</b>	<b>120</b>
<b>SUB TOTAL ER (PRIVATE SECTOR)</b>				<b>255</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>255</b>	<b>255</b>
<b>TOTAL (EASTERN REGION)</b>				<b>12905</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>960</b>	<b>2420</b>	<b>5055</b>	<b>8935</b>

Appendix 3.2  
Page 7 of 7

Plant Name	Status	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>NORTH EASTERN REGION</b>										
<b>NEEPCO</b>										
TUIRIAL	SOG	HYDRO	C	60					60	60
KOPILI II	SOG	HYDRO	C	25		25				25
TRIPURA GAS	CEA	GAS	C	500					500	500
<b>SUB TOTAL (NEEPCO)</b>				<b>585</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>585</b>
<b>SUB TOTAL NER (CENTRAL SECTOR)</b>				<b>585</b>	<b>0</b>	<b>25</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>585</b>
<b>STATE SECTOR</b>										
<b>ASSAM</b>										
KARBI LANGPI	SOG	HYDRO	S	100		100				100
LAKWA WH	SC	GAS	S	38					38	38
<b>SUB TOTAL (ASSAM)</b>				<b>138</b>	<b>0</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>38</b>	<b>138</b>
<b>MEGHALAYA</b>										
MYNTDU(LISKA)	CEA	HYDRO	S	84					84	84
BYRNIHAT	SC	HFO	S	24		24				24
MENDIPATHAR	SC	HFO	S	24		24				24
<b>SUB TOTAL (MEGHALAYA)</b>				<b>132</b>	<b>0</b>	<b>48</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>84</b>	<b>132</b>
<b>MIZORAM</b>										
BAIRABI (THERMAL)	SC	HFO	S	22.92		22.92				22.92
BAIRABI HYDRO	CEA	HYDRO	S	80		80				80
<b>SUB TOTAL (MIZORAM)</b>				<b>102.92</b>	<b>0</b>	<b>102.92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>102.92</b>
<b>TRIPURA</b>										
BARMURA GT	SC	GAS	S	21	21					21
ROKHIAU7	SOG	GAS	S	21	21					21
<b>SUB TOTAL (TRIPURA)</b>				<b>42</b>	<b>42</b>					<b>42</b>
<b>MANIPUR</b>										
MANIPUR DG	SC	DIESEL	S	18	18					18
<b>SUB TOTAL NER (STATE SECTOR)</b>				<b>432.92</b>	<b>60</b>	<b>250.92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>122</b>	<b>432.92</b>
<b>TOTAL (NORTH EASTERN REGION)</b>				<b>1017.92</b>	<b>60</b>	<b>275.92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>682</b>	<b>1017.92</b>
<b>A&amp;N ISLAND</b>										
BAMBDO FLAT	SDG	DIESEL	P	20	20					20
RANGIT BAY	SOG	DIESEL	S	5					5	5
<b>SUB TOTAL (A&amp;N)</b>				<b>25</b>	<b>20</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5</b>	<b>25</b>
<b>TOTAL (ALL INDIA)</b>				<b>48013.6</b>	<b>4087.1</b>	<b>5613.92</b>	<b>6080.62</b>	<b>7750</b>	<b>17578.2</b>	<b>41109.84</b>

SOG - Sanctioned on Going

C - Central Sector

CEA - Cleared by CEA

S - State Sector

SC - State Cleared

P - Private Sector

NEW - Yet to be cleared

JV - Joint Venture

## Appendix 3.3

## SUMMARY OF CAPACITY ADDITION DURING 10th PLAN

			HYDRO	COAL	LIG	GAS	DIES.	TOTAL THER.	NUCL.	G.TOTAL
A	SECTOR WISE									
	CENTRAL		4495	6170	420	740	0	7330	1180	13005
	STATE		2691	2285	375	847	47	3554	0	6245
	PRIVATE		700	120	250	840	20	1230	0	1930
	TOTAL		7886	8575	1045	2427	67	12114	1180	21180

**Appendix 3.4**  
**Page 1 of 6**

**LIST OF POWER PROJECTS FOR 10TH PLAN**  
**AS PER 21180.24 MW**  
**(Central, State & Private Sector)**

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>NORTHERN REGION</b>									
<b>CENTRAL SECTOR</b>									
<b>NHPC</b>									
CHAMERA II	HYDRO	C	300		300				300
DULHASTI	HYDRO	C	390					390	390
DHAULI GANGA	HYDRO	C	280				280		280
<b>SUB-TOTAL (NHPC)</b>			<b>970</b>		<b>300</b>		<b>280</b>	<b>390</b>	<b>970</b>
<b>NJPC</b>									
NATHPA JHAKRI	HYDRO	C	1500		1500				1500
<b>SUB-TOTAL (NJPC)</b>			<b>1500</b>		<b>1500</b>				<b>1500</b>
<b>NTPC</b>									
RIHAND II	COAL	C	1000			500	500		1000
UNCHAHR III	COAL	C	210					210	210
<b>SUB-TOTAL (NTPC)</b>			<b>1210</b>			<b>500</b>	<b>500</b>	<b>210</b>	<b>1210</b>
<b>THDC</b>									
TEHRI I	HYDRO	C	1000					1000	1000
<b>SUB-TOTAL (THDC)</b>			<b>1000</b>					<b>1000</b>	<b>1000</b>
<b>TOTAL NR (CENTRAL SECTOR)</b>			<b>4680</b>		<b>1800</b>	<b>500</b>	<b>780</b>	<b>1600</b>	<b>4680</b>
<b>STATE SECTOR</b>									
<b>DELHI</b>									
PRAGATI (GT2 +ST)	GAS	S	225.78	225.78					225.78
<b>SUB TOTAL (DELHI)</b>			<b>225.78</b>	<b>225.78</b>					<b>225.78</b>
<b>HARYANA</b>									
PANIPAT U 7&8	COAL	S	500			500			500
<b>SUB TOTAL (HARYANA)</b>			<b>500</b>			<b>500</b>			<b>500</b>
<b>HP</b>									
LARGI	HYDRO	S	126					126	126
<b>SUB TOTAL (HP)</b>			<b>126</b>					<b>126</b>	<b>126</b>
<b>RAJASTHAN</b>									
RAMGARH-2	GAS	S	75.32	75.32					75.32
KOTA TPS ST IV	COAL	S	195		195				195
DHOLPUR	GAS	S	330					110	110
GIRALTPP	LIGNITE	S	125					125	125
SURATGARH III	COAL	S	250		250				250
<b>SUB TOTAL (RAJASTHAN)</b>			<b>975.32</b>	<b>75.32</b>	<b>445</b>			<b>235</b>	<b>755.32</b>

## Appendix 3.4

Page 2 of 6

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
UP									
PARICHHA EXTN	COAL	S	420				210	210	420
SUB TOTAL (UP)			420				210	210	420
TOTAL NR (STATE SECTOR)			2247.1	301.1	445	500	210	571	2027.1
PRIVATE SECTOR									
HP									
BASPA	HYDRO	P	300	200	100				300
SUB TOTAL (HP) P			300	200	100				300
UTTARANCHAL									
VISHNU PRAYAG	HYDRO	P	400					400	400
SUB TOTAL (UTTARANCHAL) P			400					400	400
TOTAL NR PRIVATE SECTOR			700	200	100			400	700
TOTAL (NORTHERN REGION)			7627.1	501.1	2345	1000	990	2571	7407.1
WESTERN REGION									
CENTRAL SECTOR									
NPC									
TARAPUR U3&4	NUCLEAR	C	1080				540	540	1080
SUB TOTAL (NPC)			1080	0	0	0	540	540	1080
NTPC									
VINDHYACHAL III	COAL	C	1000					1000	1000
Ratnagiri Gas (JV)	LNG	C	1444					740	740
SUB TOTAL (NTPC)			2444					1740	1740
NHDC									
INDIRA SAGAR	HYDRO	JV	1000		500	500			1000
SUB TOTAL (NHDC)			1000	0	500	500	0	0	1000
SUB TOTAL WR (CENTRAL SECTOR)			4524	0	500	500	540	2280	3820
STATE SECTOR									
GUJARAT									
SAR SAROVAR-2	HYDRO	S	1450	100		350	800	200	1450
AKRIMOTA	LIGNITE	S	250			125	125		250
DHUVAN	GAS	S	218.62		106.62		72		178.62
SUB TOTAL (GUJARAT)			1918.62	100	106.62	475	997	200	1878.62

**Appendix 3.4**  
**Page 3 of 6**

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>MAHARASHTRA</b>									
PARLI TPP EX. ST-I	COAL	S	250					250	250
<b>SUB TOTAL (MAHARASHTRA)</b>			<b>250</b>					<b>250</b>	<b>250</b>
<b>MP</b>									
BANSAGAR II	HYDRO	S	30	15					15
BANSAGAR III	HYDRO	S	20	20					20
MARIKHEDA	HYDRO	S	40					40	40
BANSAGAR IV	HYDRO	S	20					20	20
<b>SUB TOTAL (MP)</b>			<b>110</b>	<b>35</b>				<b>60</b>	<b>95</b>
<b>CHHATTISGARH</b>									
KORBA EAST EXT.U-1&U2**	COAL	S	500					250	250
<b>SUB TOTAL(CHHATTIS)</b>			<b>500</b>					<b>250</b>	<b>250</b>
<b>SUB TOTAL WR (STATE SECTOR)</b>			<b>2778.62</b>	<b>135</b>	<b>106.62</b>	<b>475</b>	<b>997</b>	<b>760</b>	<b>2473.62</b>
<b>TOTAL (WESTERN REGION)</b>									
			<b>7302.6</b>	<b>135</b>	<b>606.62</b>	<b>975</b>	<b>1537</b>	<b>3040</b>	<b>6293.62</b>
<b>SOUTHERN REGION</b>									
<b>CENTRAL SECTOR</b>									
<b>NLC</b>									
NEYVELI EXT	LIGNITE	C	420	210	210				420
<b>SUB TOTAL (NLC)</b>			<b>420</b>	<b>210</b>	<b>210</b>				<b>420</b>
<b>NPC</b>									
MAPP UPGRADE	NUCLEAR	C	100		50		50		100
<b>TOTAL NPC</b>			<b>100</b>	<b>0</b>	<b>50</b>	<b>0</b>	<b>50</b>		<b>100</b>

**Appendix 3.4**  
**Page 4 of 6**

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>NTPC</b>									
SIMHADRI	COAL	C	1000	500					500
RAMAGUNDAM III	COAL	C	500			500			500
<b>SUB TOTAL (NTPC)</b>			1500	500		500			1000
<b>SUB TOTAL SR (CENTRAL SECTOR)</b>			2020	710	260	500	50		1520
<b>STATE SECTOR</b>									
<b>AP</b>									
RAYALSEMA-II	COAL	S	420					210	210
SRISAILAM LBPH	HYDRO	S	450	300	150				450
<b>SUB TOTAL (AP)</b>			870	300	150			210	660
<b>KARNATAKA</b>									
RAICHUR U7	COAL	S	210	210					210
ALMATI DAM	HYDRO	S	290		15	165	110		290
<b>SUB TOTAL (KARNATAKA)</b>			500	210	15	165	110	0	500
<b>TAMILNADU</b>									
PYKARA ULTIMATE	HYDRO	S	150				150		150
PERUNGULAM (VALUTHUR)	GAS	S	94	94					94
BHAWANI KATHALAI 1&2	HYDRO	S	90					30	30
KUTRALAM GAS	GAS	S	100		100				100
<b>SUB TOTAL (TAMILNADU)</b>			434	94	100		150	30	374
<b>SUB TOTAL SR (STATE SECTOR)</b>			1804	604	265	165	260	240	1534
<b>PRIVATE SECTOR</b>									
<b>AP</b>									
PEDDAPURAM CCGT	GAS	P	220	78					78
VEMAGIRI-I	GAS	P	370				233	137	370
JEGRUPADU-EXT 1	GAS	P	220				220		220
<b>SUB TOTAL (AP) P</b>			810	78			453	137	668
<b>TAMILNADU</b>									
KURUPPUR CCGT	GAS	P	120			70	49.8		119.8
VALENTHARAVAI	GAS	P	53				38	14.8	52.8
NEYVELI ZERO	LIGNITE	P	250	250					250
<b>SUB TOTAL (TAMILNADU) P</b>			423	250		70	87.8	14.8	422.6
<b>SUB TOTAL SR (PRIVATE SECTOR)</b>			1233	328		70	540.8	151.8	1090.6
<b>TOTAL (SOUTHERN REGION)</b>			5057	1642	525	735	850.8	391.8	4144.6



**Appendix 3.4**  
**Page 5 of 6**

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	02-03	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>EASTERN REGION</b>									
<b>CENTRAL SECTOR</b>									
<b>DVC</b>									
MEZIA-U4	COAL	C	210			210			210
MEZIA-U5&6	COAL	C	500					250	250
<b>SUB TOTAL (DVC)</b>			<b>710</b>			<b>210</b>	<b>0</b>	<b>250</b>	<b>460</b>
<b>NTPC</b>									
TALCHER-II	COAL	C	2000	500	500	1000			2000
KAHALGAON I & II U5,6 & 7**	COAL	C	1500					500	500
<b>SUB TOTAL (NTPC)</b>			<b>3500</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>1000</b>		<b>500</b>	<b>2500</b>
<b>SUB TOTAL ER (CENTRAL SECTOR)</b>			<b>4210</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>1210</b>	<b>0</b>	<b>750</b>	<b>2960</b>
<b>PRIVATE SECTOR</b>									
<b>JHARKHAND</b>									
JOJOBERA	COAL	P	120				120		120
<b>SUB TOTAL (JHAR) P</b>			<b>120</b>				<b>120</b>		<b>120</b>
<b>SUB TOTAL ER (PRIVATE SECTOR)</b>			<b>120</b>				<b>120</b>		<b>120</b>
<b>TOTAL (EASTERN REGION)</b>			<b>4330</b>	<b>500</b>	<b>500</b>	<b>1210</b>	<b>120</b>	<b>750</b>	<b>3080</b>
<b>NORTH EASTERN REGION</b>									
<b>NEEPCO</b>									
KOPILI II	HYDRO	C	25		25				25
<b>SUB TOTAL (NEEPCO)</b>			<b>25</b>		<b>25</b>				<b>25</b>
<b>SUB TOTAL NER (CENTRAL SECTOR)</b>			<b>25</b>		<b>25</b>				<b>25</b>

### Appendix 3.4

Page 6 of 6

Plant Name	Fuel Type	Sector	Capacity MW	P. J3	03-04	04-05	05-06	06-07	Benefits 10th Plan
<b>STATE SECTOR</b>									
<b>ASSAM</b>									
KARBI LANGPI	HYDRO	S	100					100	100
<b>SUB TOTAL (ASSAM)</b>			<b>100</b>					<b>100</b>	<b>100</b>
<b>MIZORAM</b>									
BAIRABI (THERMAL)	HFO	S	22.92			22.92			22.92
<b>SUB TOTAL (MIZORAM)</b>			<b>22.92</b>			<b>22.92</b>			<b>22.92</b>
<b>TRIPURA</b>									
BARMURA GT	GAS	S	21	21					21
ROKHIAU7	GAS	S	42	21			21		42
<b>SUB TOTAL (TRIPURA)</b>			<b>63</b>	<b>42</b>			<b>21</b>		<b>63</b>
<b>MANIPUR</b>									
MANIPUR DG	DIESEL	S	18	18					18
<b>SUB TOTAL NER (STATE SECTOR)</b>			<b>203.92</b>	<b>60</b>	<b>0</b>	<b>22.92</b>	<b>21</b>	<b>100</b>	<b>203.92</b>
<b>TOTAL (NORTH EASTERN REGION)</b>			<b>228.92</b>	<b>60</b>	<b>25</b>	<b>22.92</b>	<b>21</b>	<b>100</b>	<b>228.92</b>
<b>A&amp;N ISLAND</b>									
BAMBOO FLAT	DIESEL	P	20	20					20
RANGIT BAY	DIESEL	S	6			6			6
<b>SUB TOTAL (A&amp;N)</b>			<b>26</b>	<b>20</b>		<b>6</b>			<b>26</b>
<b>TOTAL (ALL INDIA)</b>			<b>24571.62</b>	<b>2858.10</b>	<b>4001.62</b>	<b>3948.92</b>	<b>3518.8</b>	<b>6852.8</b>	<b>21180.24</b>

SOG - Sanctioned on Going C - Central Sector

CEA - Cleared by CEA S - State Sector

SC - State Cleared P - Private Sector

NEW - Yet to be cleared JV - Joint Venture

## Appendix 3.5

THERMAL PROJECTS SLIPPED FROM ORIGINAL  
10<sup>TH</sup> PLAN TARGET

Sector/State	Project Name	Impl. Agency	Unit No.	Cap. (MW)	Reasons For Slippages
<b>Central Sector</b>					
Bihar	Kahalgao STPS-II (Ph-I)	NTPC	U-5	160	The unit size has been revised from 660 MW to 500 MW
	Barh STPP	NTPC	U-1	660	Delay in order placement. Main Plant Order was placed on 14.3.2005.
	North K Pura TPP	NTPC	U-1	660	Investment decision due to delay in MOE&F clearance is awaited.
Chhattisgarh	Sipat STPS-II	NTPC	U-4	660	The unit size has been revised from 660 MW to 500 MW
	Sipat STPP-I	NTPC	U 1 & 2	1320	Delay in order placement. Main plant Order was placed in 4/2004.
Jharkhand	Maitihon RBC TPP	DVC	U-1 to 4	1000	The project is proposed to be set up as a joint venture project with Tata Power.
	Chandarpura TPS Extn.	DVC	U-7&8	500	Agreement yet to be finalized. Main plant order not yet placed. Late handing over of site by DVC to BHEL. Law and order problem.
Tripura	Monarchak CCPP	NEEPCO	GT+ST	500	The project has now been abandoned in favour of 750 MW gas based project to be set up by ONGC at the same site
Rajasthan	Barsingsar Lignite TPP	NLC	U-182	250	Delay in order placement. Main plant Order was placed on 21.12.2005
TN	Neyveli TPS-II Exp.	NLC	U-182	500	Delay in order placement. Main Plant. Order was placed on 19.8.2005.
UP	Dadri TPS-II	NTPC	U-1	490	Project is not being taken by NTPC. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Maha.	Ratangiri CCPP-II	JV	Block-III	704	Paucity of gas
<b>TOTAL (CENTRAL SECTOR):</b>				<b>7404</b>	

Sector/State State Sector	Project Name	Impl. Agency	Unit No.	Cap. (MW <sup>2</sup> )	Reasons For Slippages
Jharkhand	Tenughat TPP-II	TVNL	U-3	210	Funds to be tied up from PFC/financial institutions State guarantee for repayment of loan is awaited.
Meghalaya	Byminhat DGPP	Govt. of Meghalaya	DGs	24	Project authorities have now dropped the project from 10 <sup>th</sup> Plan
	Mendipathar DGPP	Govt. of Meghalaya	DGs	24	Projects authorities have now dropped the project from 10 <sup>th</sup> Plan.
Pondich.	Karaikal CCPP	PPCL	GT+ST	100	Gas linkage not firmed up. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Rajasthan	Mathania ISCC	RRECL	GT+ST	140	GSA with GAIL yet to be signed . Order for main plant yet to be placed.
UP	Anpara-C TPS	UPRVUNL	U-1	500	Funds to be tied up. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
AP	Rayalaseema TPS-II	APGENCO	U-4	210	Delay in supplies by BHEL Inadequate manpower by BHEL.
Assam	Lakwa WH	APGCL	ST	38	Delay in placement of main plant order. Order placed in 4/2006 Slipping from 10 <sup>th</sup> Plan.
Chhattis.	Korba East TPP St-V	CSEB	U-2	210	Delay in placement order for BOPs. Delay in supplies by BHEL
Gujarat	Kutch Lignite Extn	GSECL	U-4	75	Delay in placement of order for material handling plant. Inadequate manpower by BHEL.
Karnataka	Bellary TPP	KPCL	U-1	500	Delay in supplies by BHEL Delay in placement order for BOPs.
Punjab	Guru Har Gobind TPS-II	PSEB	U-3&4	500	Delay in placement of order for BOPs. Delay in supplies by BHEL
WB	Bakreshwar TPS-II	WBPCL	U-4	210	Slipping from 10 <sup>th</sup> Plan due to late placement of main plant order as well as delay in supplies by BHEL.
			U-5	210	
	Sagardighi TPP	WBPCL	U-1	250	Delay due to supply of material . Delay in start of civil works.
MP	Birsinghpur Ext.	MPPGCL	U-5	500	Delay in supplies.
<b>TOTAL (STATE SECTOR): 3701</b>					

Sector/State	Project Name	Impl. Agency	Unit No.	Cap. (MW)	Reasons For Slippages
<b>Private Sector</b>					
AP	Jegrapadu CCPP Extn.	GVK Industries	GT	10	Gas Turbine Capacity revised from 150 MW to 140 MW.
	Ramagundam TPP	BPL Power Project	U-1&2	520	Consequent to the termination notice issued by APTRANSCO, GOAP have decided to get this project implemented by APGENCO. Accordingly, GOAP requested Ministry of Coal for transfer of coal linkage from BPL to APGENCO.
	Konaseema EPS OPL	Konaseema EPS OPL	GTs+ST	445	Non Availability of Gas.
	Gautami CCPP	Gautami Power	GTs+ST	464	Non Availability of Gas.
Bihar	Bihta TPP	---	U-1	135	Executing agency not decided so far. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Gujarat	Jamnagar TPP	Reliance Power Ltd.	U-1&2	500	Issue of change of EPC contractor not resolved by developer. Financial closure to be achieved. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Karnataka	Kaniminike CCPP	Peenya Power Co.	GT+ST	107.6	State Govt. not providing escrow cover. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
	Hassan CCPP	Hassan Power Co.	GT+ST	189	Project to be cleared by KERC. LNG is now proposed as fuel in place of Naphtha. LNG supply is to be tied up. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
MP	Bina TPP	Bina Power Supply Co. Ltd.	U-1&2	578	MP Govt. not giving Escrow cover. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Punjab	Goindwal TPP	GVK Power Ltd.	U-1&2	500	Issue of Escrow cover and coal pricing to be resolved. Dropped from 10 <sup>th</sup> Plan.
Total (Private Sector) :				3448.6	
Total Slippage :				14553.6	

## Appendix 3.6

**DETAILS OF HYDRO PROJECTS SLIPPED FROM ORIGINAL TENTH PLAN  
TARGET ALONG WITH REASONS**

Sr. No.	Name of project	No. of units x Rating=MW	Capacity slipping	Reasons for slippage
<b>A. Projects under Execution</b>				
1	Sewa-II (NHPC) J&K	3x40=120	120	Delay in award of works. Contract- Sep, 07 CCEA clearance accorded on 09.09.2003.
2	Teesta Low Dam-III (NHPC) West Bengal	4x33 = 132	132	Delay in Govt Approval & forest clearance CCEA clearance accorded on 30.10.2003
3	Teesta LD-IV (NHPC) West Bengal	4x40=160	160	Delay in Investment decision & forest clearance CCEA clearance accorded on 30.09.2005
4	Omkareshwar (NHDC) M.P.	8x65=520	520	Delay in award of works & subsequently delay in dam & E & M works CCEA clearance accorded on 29.05.2003
5	Koteshwar (THDC) Uttaranchal	4x100=400	400	Rehabilitation affecting progress of works. R&R issues.
6	Teesta-V (NHPC) Sikkim	3x170 MW	510	Slow progress of face-8 of HRT & lower surge gallery due to bad Geology.
7	Rampur (SJVN) Joint Venture H.P	412	412	MOU signed on 20.10.04. Delay in submission of DPR..PIB meeting held on 25.07.06. CCEA accorded on 25.01.07
	<b>Sub-total (C.S)</b>		<b>2254</b>	
<b>State Sector</b>				
8	Maner Bhali Stage-II Uttaranchal	4x76 MW	304	Delay in completion of HRT and Surge Shaft
9	Baglihar J & K.	3x150 MW	450	Due to flash flood, both the diversion tunnels collapsed ,thus delaying dam concreting...
10	Ghatghar PSS Maharashtra	2x125 MW	250	Flooding of Power House and delay in rectification works of TG sets and TRT and commissioning of GIS.
11	Bhavani Barrage II, TN	2x15=30	30	Delay in award of works.
12	Bhavani Barrage III, TN	2x15=30	30	Delay in award of works.
13	Priyadarshini Jurala, AP	6x39.1 = 235	78	Initial delay in award of works.
14	Balimela Extn Orissa	2x75	150	Delay in erection and civil works of Penstock.

Sr. No.	Name of project	No. of units x Rating=MW	Capacity slipping	Reasons for slippage
15	Purulia PSS W.B	4x225=900	900	Delay in award of works due to Court petition.
16	Myntdu Meghalaya.	2x42=84	84	Delay in award of works.
17	Kuttiyadi Extn. Kerala	2x50=100	100	Delay in Forest clearance of 1.6 Ha of land for penstock.
	<b>Sub-total (S.S)</b>		<b>2376</b>	
	<b>Private Sector</b>			
18	Maheshwar M.P.	10x40=400	400	Delay in Financial Closure Works revived after 4 years. Financial closure achieved on 29.09.2006
	<b>Sub-total (P.S.)</b>		<b>400</b>	
	<b>Total (A)</b>		<b>5030</b>	
<b>B. Project under award/works yet to commence</b>				
<b>Central Sector</b>				
19	Tehri PSS-II (THDC) Uttaranchal	4x250 MW	1000	Delay in Investment decision .CCEA clearance accorded on 18.07.2006.
	<b>Total (A +B)</b>		<b>6030 *</b>	
<b>C. Projects slipped from the original 10<sup>th</sup> plan to beyond 11<sup>th</sup> plan- Works yet to commence</b>				
(a)	<b>Central Sector</b>			
1	Tuirial (NEEPCO) Mizoram	2x30=60	60	Works held up due to law & order problem.
2	Bav-II (NHPC) Mah.		37**	CEA intimated that the project is not viable due to high cost of energy. Works yet to start.
	<b>Sub Total (C.S.)</b>		<b>97</b>	
(b)	<b>State Sector</b>			
3	Shahpurkandi (Pun.)	2x40+2x40+1x8=168	168	Funds constraint, Executing Agency yet to be finalised.
4	Kasang-1 H.P.	2x33=66	66	Award of works due to funds constraints.
5	Bairabi (Mizoram)	2x40=80	80	Investment Decision.
	<b>Sub Total (S..S.)</b>		<b>314</b>	
(c)	<b>Private Sector</b>			
6	Dhamwari Sunda, H.P.	2x35=70	70	Non achievement of financial closure. Project switched over to Govt. Sector. The matter is subjudice.
	<b>Total ( a +b+c)</b>		<b>481</b>	
	<b>Total ( A +B+C)</b>		<b>65 11*</b>	

\* Difference of 4 MW is due change of Capacity of Teesta Low Dam –IV from 168 MW to 160 MW and Rampur from 400 MW to 412 MW.

\*\* As per feasibility report for 20 MW

## Chapter 4

### DEMAND FOR ELECTRICITY

#### 4.0 BACKGROUND

Assessment of demand for electricity is an important pre-requisite for planning capacity addition. The type and location of projects planned is largely dependent on the magnitude, spatial distribution as well as the variation of demand during the day, seasons and on a yearly basis. Therefore, reliable planning for capacity addition as per the needs of the future is largely dependent on an accurate assessment of the future demand.

#### 4.1 ELECTRIC POWER SURVEY

4.1.1 The demand for electricity, both in terms of peak electric load and electrical energy requirement, for formulating capacity addition programme is being projected under a system of periodic Power Surveys of India. For this purpose, the Central Electricity Authority/ Ministry of Power constitutes an Electric Power Survey Committee comprising experts from the field of electricity demand forecasting at national level. The last power demand projections were made by the 16<sup>th</sup> Electric Power Survey Committee which brought out its Report in September 2000. In its Report, the Committee forecasted electricity demand in detail up to the year 2004-05 under short/ medium time-frame and projected the electricity demand for long time-frame up to the end of 12<sup>th</sup> Five Year Plan, i.e., year 2016-17.

4.1.2 The 17<sup>th</sup> Electric Power Survey Committee of India was constituted in November 2003 to forecast year-wise electricity demand for each State, Union Territory, Region and All-India in detail up to the end of 11<sup>th</sup> Five Year Plan i.e. 2011-12 and project the perspective electricity demand for the terminal years of 12<sup>th</sup> & 13<sup>th</sup> Plans i.e. year 2016-17 and year 2021-22. The Report of the Committee has been finalized and is expected to be printed shortly.

4.1.3 Integrated Energy Policy stipulates that generation is expected to grow at a rate of 9% per annum during the 11<sup>th</sup> Plan. Also, one of the main objectives of the National Electricity Policy is that the per capita electricity consumption is to increase to 1000 units by the year 2011-12. These provisions have also been considered while working out the 11<sup>th</sup> Plan generation requirement.



- 4.1.4 Detailed deliberations were held on the demand to be adopted for planning generation capacity addition for the 11<sup>th</sup> & 12<sup>th</sup> Plan. The methodology adopted for demand forecast has also been elaborated in the Chapter.

## 4.2 11<sup>TH</sup> PLAN DEMAND FORECAST

Assessment of generation requirement during the 11th Plan is important to work out the generation capacity requirement to be planned for the 11th Plan. Demand projections of various utilities are done by the Electric Power Survey (EPS) Committee. The latest Report in the series is the 17th EPS Report which has just been finalized by the Committee. Besides the 17<sup>th</sup> EPS, Integrated Energy Policy stipulates generation to grow at 9% p.a. during 11th Plan. Also, as per National Electricity Policy (NEP), the per capita electricity consumption is to increase to 1000 units by the year 2011-12. An assessment has been made of generation requirement according to the above Committee Report/ Policies and three scenarios have been worked out corresponding to the 17<sup>th</sup> EPS, Integrated Energy Policy and the National Electricity Policy and are detailed in the Chapter. A decision has then been taken as to the scenario to be adopted for planning purposes. Details of the above three assessments/scenarios are given in subsequent clauses.

## 4.3 11<sup>TH</sup> PLAN DEMAND FORECAST - 17<sup>TH</sup> EPS

### 4.3.1 Definitions

#### 4.3.1.1 Annual Peak Electric Load

The annual peak electric load of a power system is defined as the maximum simultaneous demand within the supply area of the system, which occurs during the year as measured by actual deliveries at generating station bus bars and other bulk supply sources. The peak electric load, therefore, includes the line losses but does not include the power station auxiliary consumption. It is equal to maximum of coincident power generation within the system plus the import of electricity from outside the system less export of electricity to outside the system during the year.

#### 4.3.1.2 Inter Regional Diversity

The power systems of various States in a region have already been inter-connected and operate in an integrated manner. Formation of All-India grid is expected to be operative in the near future as planned. The formation of such an All-India Grid would enable transfer of surplus power from one Region to the other, thus paving the way for optimised operation of the Regional power systems in the country. The diversity between the peak loads of different regions is about 3.6%, which reduces the simultaneous peak load of the country. Provision of strong inter-regional ties is also

expected to lead to better utilisation of thermal power plants, particularly during the off-peak hours.

#### **4.3.1.3 Annual Electric Load Factor**

The load factor of a power system depends on the pattern of utilisation of different classes of electric load. If the system feeds block industrial loads like Aluminium, Fertilizer, etc., having high load factor, the overall system load factor would also tend to be high. In regard to estimation of electric load factor, if future pattern of utilisation of different classes of electric load does not differ appreciably from the past in the percentage of total electric load, then it can be assumed that the system electric load factor of the past may be applied. If, however, as is usually the case, the pattern is anticipated to change with respect to the total electric load, then it is necessary to estimate the future load factor. A study is made to ascertain how the changes in the electric load mix had influenced the electric load factor. Since there were restrictions on peak electricity demands and on the use of electrical energy in these years, the normal electric load factor was obtained after making due allowances for the power cuts. Based on these studies and analysis of future electric load mix, the future electric load factor for each State/ Union Territory is determined.

#### **4.3.2 Methodology of Demand Forecast**

**4.3.2.1** Demand forecasts are made on the basis of the partial end use method, which is a combination of end-use and time-series analysis. This method involves detailed analysis of electricity utilisation in various sectors of consumption. The micro level forecast using end-use technique has been adopted to forecast electricity requirement in sectors where sufficient data for the past is available and the programme for the future is well defined. These include all major industrial and non-industrial loads with a demand of 1 MW and above and also the agricultural loads. The requirement of railway traction is estimated on the basis of track electrification programme indicated by the Railway Board. In case of other sectors such as domestic, commercial, public lighting and public waterworks, trend method is adopted for estimation of future demands. While adopting the trend method, suitable adjustments in the forecast are made to take care of suppressed demand on account of restrictions imposed at present on consumption of electricity.

**4.3.2.2** Having assessed the electricity utilization at consumer end in the various sectors, the electrical energy requirements at generating station bus bars are computed by adding transmission and distribution losses that are likely to prevail in the years under consideration. For this purpose, detailed studies are made on the pattern of T & D losses in each State and due care is taken to project the likely system losses for future as realistically as possible, depending upon the electric load mix in each State and the T & D loss reduction programme. The electric load factors for each system/ state are arrived at after taking into consideration the present and future electric load-mix. Peak electric load for each State/ Union Territory is arrived at by applying the annual electric load factor on the electrical energy requirement at the generating station bus bars.

---

Regional peak electric loads are arrived at after applying suitable regional diversity factor on the aggregated peak electric loads of States/ UTs forming part of the region. The peak electric load for All India is the sum of regional peak electric loads and Andaman & Nicobar Islands and Lakshadweep. The peak electric load figures indicated in the 16th EPS report are thus Ex-bus bar figures excluding captive generation.

Different State Load Dispatch Centers use different methodology for determination of unrestricted peak load on day-to-day basis. However, the most common method used is described as under.

The total unrestricted demand in MW is calculated by adding the impact of load shedding carried out on the instructions of State Load Dispatch Centre/ Area Load Dispatch Centre, statutory power cuts, demand not met due to T&D constraints to the demand actually met. The frequency correction is applied as the actual frequency is different from the nominal frequency deviation, and load response to frequency is used to correct the recorded demand to nominal frequency. The unrestricted energy requirement in MUs is calculated by aggregating the hourly MW figures over the day. As an example, the typical hourly demand met and unrestricted demand figures for one of the states on an hourly basis are enclosed at **Appendix 4.1**.

It is recommended that the above methodology should be used by other utilities to have uniformity in determining the power supply position.

#### 4.3.3 Forecasts for Demand of Electricity

The All-India electricity demand projections for utilities as per 17<sup>th</sup> EPS are as furnished in Table 4.1.

Table 4.1

SUMMARY OF ALL-INDIA LONG TERM FORECAST		
YEAR	Energy Requirement (MU)	Peak Load (MW)
2011-12	9,68,659	1,52,746
2016-17	13,92,066	2,18,209
Source: 17 <sup>th</sup> EPS Report		

The energy requirement by Utilities in 2011-12 is 969 BU at the busbar. Considering 6.5% auxiliary consumption, the gross energy requirement is about 1036 BU.

#### 4.3.4 Utilization Pattern

Based upon the extensive data collected from the various categories of users, consumption pattern has been drawn up in the 16th EPS and the 17th EPS finalized recently. It is noted that for the year 2004-05, the variation in consumption pattern is not substantial. Details of the same are as follows:

Figures in %

	Domestic	Commercial	Irrigation	Industrial	Others
16th EPS	23.0	6.9	27.0	37.2	5.9
17th EPS	24.9	8.2	23.2	35.6	8.1

It is noted that the share of Irrigation and Industrial load has decreased marginally, whereas share of domestic and commercial load has increased. These changes in sector consumptions pattern have been taken care of by 17<sup>th</sup> EPS.

#### 4.4 GENERATION REQUIREMENT AS PER INTEGRATED ENERGY POLICY

As per the Integrated Energy Policy (IEP), issued by the Planning Commission, GDP growth rates of 8%-9% have been projected during the 11th Plan. Assuming a higher growth rate of 9% and assuming the higher elasticity of around 1.0, electrical energy generation would be required to grow at 9% p.a. during the 11th plan period.

Generation has to be collectively met by utilities, captive plants and Non-conventional energy sources. No reliable plans about captive power capacity expansion are available but based on indications available from the manufacturers for addition in captive capacity and present utilization of available capacity, the generation from captive plants is expected to increase from 78 BU to 131 BU per annum. Since the load factor of non-conventional energy sources is very low (about 20% on an average), even though the capacity projected by MNRE from these sources is about 23,500 MW by the end of 11th Plan, the expected generation would be only around 41 BU. The generation from these renewables however has not been taken into account for planning purposes.

Based on the above assumptions, detailed working of generation requirement is as follows:

(i)	Likely energy Generation by utilities in 2006-07	663 BU
(ii)	Likely Energy Generation by captive plants in 2006-07	78 BU
(iii)	Total Likely Generation in 2006-07	741 BU
(iv)	Compounded Annual Growth Rate	9%
(v)	Required Energy Generation by 2011-12 @ 9% growth rate over 741 BU	1140 BU
(vi)	Less Estimated Energy Generation by captive plants in 2011-12	131 BU
(vii)	Total Estimated Generation Requirement from Utilities by 2011-12	1008 BU

#### 4.5 GENERATION AS PER OBJECTIVES OF NATIONAL ELECTRICITY POLICY

One of the major objectives of the National Electricity Policy is to ensure that the per capita consumption of electricity is to be increased to over 1000 units by 2012. As per the Census 2001, likely population by 2012 is about 121 crore. This gives an assessment of the total generation requirement at the busbar. The requirement of

generation from Utilities is worked out by deducting the likely generation from captive plants (131 BU) and that from renewable plants (41BU). Details of the same are furnished below:

(i)	Likely Population by 2011-12 (Census 2001)	121 Crores
(ii)	Generation Required if Per Capita Consumption is to be 1000 kwh/yr	1210 BU
(iii)	Likely Generation from Captive Plants in 2011-12	131 BU
(iv)	Likely Generation from Renewable Plants in 2011-12	41 BU
(v)	Requirement of Generation from Utilities (ii-iii-iv)	1038 BU

#### 4.6 DEMAND PROJECTIONS ADOPTED FOR GENERATION EXPANSION STUDIES FOR 11<sup>TH</sup> PLAN

Requirement of Generation from Utilities by 2011-12 in the above three Scenarios, as detailed above has been summarized as below:

METHODOLOGY ADOPTED	GENERATION REQUIREMENT
17 <sup>th</sup> EPS Report	About 1036 BU
Integrated Energy Policy Report	1008 BU
National Electricity Policy	1038 BU

The requirement of generation as per 17<sup>th</sup> EPS & National Electricity Policy (NEP) are more or less the same and greater than the requirement as per Integrated Energy Policy. Since the demand as per NEP is the highest, requirement of generation (from utilities) for planning purpose adopted is 1038 BU, which is nearly the same as per the 17<sup>th</sup> EPS. This would require a generation growth rate of 9.5 % p.a. (CAGR) for utilities above 2006-07 generation level. The 17th EPS report stipulates peak demand of 1,52,746 MW by 2011-12. This has been considered while assessing the 11th Plan capacity addition.

#### 4.7 DEMAND PROJECTIONS ADOPTED FOR GENERATION EXPANSION STUDIES FOR 12<sup>TH</sup> PLAN

During the 12th Plan period, a GDP growth rate of 9% per annum and elasticity of 0.8 as compared to elasticity of 1.0 during 11th Plan, has been assumed mainly due to adoption of energy-efficient technologies & other Energy Conservation and Demand-Side Management measures being taken up during 11th Plan. Accordingly, electricity demand is likely to grow @ 7.2% per annum. Keeping this in view, the energy generation should increase to a level of 1470 BU by 2016-17 from a level of 1038 BU in 2011-12.

However, sensitivity analysis have been carried out assuming 8%,9% & 10 % GDP growth rates and GDP-electricity elasticity of 0.9 & 0.8 respectively, and the same is given in the table below:

**Table 4.2**

**Generation Requirement for 2016-17 (As per 8,9,10 % GDP Growth)**

<b>GDP Growth</b>	<b>GDP/ Electricity Elasticity</b>	<b>Electricity Generation Required (BU)</b>
<b>8 %</b>	0.8	1415
	0.9	1470
<b>9 %</b>	0.8	1470
	0.9	1532
<b>10 %</b>	0.8	1525
	0.9	1597

As per 17<sup>th</sup> EPS Report, the energy requirement by Utilities in 2016-17 is 1392 BU at the busbar. Considering 6.5% auxiliary consumption, the gross energy requirement is about 1488 BU.

For the purpose of planning capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan, Electricity generation requirement of 1470 BU as per 9% GDP growth rate and 0.8 elasticity has been adopted. This is very close to the projections of 17<sup>th</sup> EPS.

\*\*\*\*\*

## Appendix 4.1

**TYPICAL POWER SUPPLY POSITION REPORT  
PEAK DEMAND (MW)**

Hours of the day	Demand met (MW)	Frequency correction (MW) Bx(50-fp)	Corrected Demand (MW) P1+P2	DEMAND NOT MET			Total Demand not met (MW) P4+P5+P6=P7	Total Energy Equivalent to Demand Not Met (M.U) P7/1000	TOTAL UNRESTRICTED demand (MW) P=P3+P7
				Due to load shedding (MW)	Due to statutory power cuts (MW)	Due to T&D constraints (MW)			
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P8
1.00	5503	200	5703	1343	100	0	1443	1.443	7145.9
2.00	5341	100	5441	1818	50	0	1868	1.868	7308.8
3.00	5312	200	5512	1311	50	0	1360	1.361	6873.1
4.00	5413	200	5613	1343	50	0	1393	1.393	7006.4
5.00	5356	200	5556	1840	430	0	2270	2.270	7825.5
6.00	5208	100	5308	584	1500	0	2084	2.084	7391.5
7.00	5044	100	5144	140	1500	0	1640	1.640	6784.1
8.00	5247	200	5447	467	1450	0	1917	1.917	7363.9
9.00	5470	200	5670	147	1500	0	1647	1.647	7317
10.00	5229	100	5329	88	1600	0	1512	1.512	6841.1
11.00	5192	200	5392	-70	1400	0	1330	1.330	6721.8
12.00	5036	100	5136	210	1250	0	1460	1.460	6596.1
13.00	5072	100	5172	880	600	0	1480	1.480	6652.0
14.00	5271	100	5371	1480	475	0	1955	1.955	7325.8
15.00	5005	100	5105	1277	450	0	1727	1.727	6831.9
16.00	5323	200	5523	1465	400	0	1865	1.865	7388.1
17.00	5202	100	5302	1145	60	0	1745	1.745	7047
18.00	5253	200	5453	730	800	0	1530	1.530	6983
19.00	5273	100	5373	630	1200	0	1830	1.830	7202.9
20.00	5356	200	5556	710	1200	0	1910	1.910	7465.6
21.00	5490	200	5690	710	1200	0	1910	1.910	7600.4
22.00	5321	200	5521	461	1650	0	2111	2.111	7652
23.00	5473	200	5673	971	1050	0	2021	2.021	7693.9
24.00	5513	200	5713	1301	1100	0	2401	2.401	8114.1
<b>TOTAL</b>			<b>130702</b>	<b>20805</b>	<b>21.00</b>	<b>0</b>	<b>42410</b>	<b>42.410</b>	<b>173112.1</b>

B - Power no. of the system (assumed to be 200)

## Chapter 5

### **GENERATION RESOURCES AND TECHNOLOGIES - CONVENTIONAL ENERGY SOURCES**

#### **5.0 BACKGROUND**

The resources of power generation in the country are quite diversified. These range from commercial resources like coal, lignite, natural gas, oil and atomic energy to other resources like solar and wind power, and agro waste. In order to meet the growing need for power in the country, it is essential to exploit all available energy resources. Priority has been set for developing cleaner resources of energy like hydro power and other renewable and non-conventional resources. However, coal-based thermal generation is likely to continue to dominate power generation and, therefore, requisite thrust is essential for the development of various environmental friendly technologies including clean coal technologies. Nuclear power being clean and environment friendly, needs to be developed to the maximum extent possible from available indigenous resources, and with opening up of international market on imported fuel. Since the country has vast potential for various resources of power, it is essential to develop most efficient technologies to exploit this potential. The choice of fuel for power generation would be governed by principles of sustainable development keeping in view energy security aspect.

#### **5.1 HYDRO POWER GENERATION**

The hydroelectric potential of a river basin forms an integral part of the Electric Power Supply Industry, as well as Water Resources Development of the basin. The hydroelectric schemes have to fit simultaneously into these two very separate fields of economic activity whose relative importance varies widely from one region of the country to another. Formulation of special techniques and considerations are, therefore, essential for evolving survey techniques and execution plans for hydro potential resources of various river basins of the country.

The hydro potential of a river, basically, depends on its run-off and, therefore, is directly related to the rain-fall and/or snow fall, apart from other basin characteristics generally not changing with time. Most of the inflows are available during the monsoon months and to optimally utilise the water resources, storage type hydro projects have to be set up. The per capita storage of our country is one of the lowest in the world amongst the countries having hydro potential. Location of such storage-type hydro projects are limited and therefore all efforts are to be made to give priority to construction of the storage type hydro projects for energy and water security of the country.

---



### 5.1.1 River basins of India

Physiographically, India can be divided into three major divisions: namely, the Himalayas and their associated young fold mountains, the ancient block of Peninsular India, and the Indo-Gangetic plains lying between the two. The three regions are vastly different in geological history and in character of their terrain. Out of these three divisions, the Himalayan range comprising Greater Himalayas, the Lesser or Middle Himalayas and the Shivalik range possess vast hydro potential. Greater Himalayas being inaccessible, provide little opportunity to harness hydro potential but they do act as reservoirs of water for all the rivers of this range. This leaves the other two ranges viz Lesser Himalayas and Shivalik, as potential source for development of Hydro-Electric potential.

For the purpose of hydro-electric potential survey, the country has been classified into six major river systems: namely Indus, Brahmaputra, Ganga, Central Indian River System, East flowing river system and West flowing river systems. These river systems have been further divided into 49 basins. The details of these river systems/ basins are given below

- **Indus River System :**  
Indus, Jhelum, Chenab, Sutlej, Ravi, Beas.
  - **Ganga River System:**  
Upper Ganga, Upper Yamuna, Lower Yamuna, Chambal, Sarda - Gomati - Ghaghra, Sone, Betwa - Sind, Kosi - Gandak - Mahananda, Lower Ganga, Damodar.
  - **Brahmaputra River System:**  
Upper Brahmaputra, Teesta, Subansiri, Kameng, Kalang, Dihang-Dibang, Lohit, Lower Brahmaputra & Barak and neighbouring river system.
  - **Central India River (CIR) System :**  
Narmada, Tapti, Subarnarekha, Brahmini - Baitarni, Mahanadi, Mahi, Sabarmati & Luni - Banas and other rivers.
  - **West Flowing River (WFR) System:**  
Mindhola - Daman ganga, Vaitarna-Savitri, Vashishta-Tillari, Mandvi - Sharavathi, Varahi - Kuttiyadi, Baypore-Periyar and Pamba - Paraliyar.
  - **East Flowing River (EFR) System:**  
Rivers between Mahanadi & Godavari, Godavari, rivers between Godavari and Krishna, Krishna, rivers between Krishna & Penner, Penner, Rivers between Penner & Cauvery, Cauvery & rivers between Cauvery and Kanyakumari.
-

## 5.1.2 Assessment of Hydro Potential in the Country

### 5.1.2.1 Assessment of Hydroelectric Potential (1978-87)

As a result of consistent and deliberate efforts on the part of various State and Central Organisations, an assessment was made of the hydro-electric potential in the country, based on observed basic data on topographic features of river basins, discharge characteristics of rivers at a large number of sites, geological and other information.

**Total estimated Hydro-Electric Potential in the country is 84,000 MW at 60% Load Factor. Total 845 schemes identified.**

Details of these identified schemes are furnished in **Appendix 5.1**. The basin-wise summary of the studies is given in **Table 5.1** below:

**Table 5.1**

Sl. No.	River System	No. of schemes identified	No. of Basin studied	Firm Economic Potential (MW)	Potential at 60%LF (MW)	Theoretical potential (MW)	Annual Energy Million Units 90%dep.
1	Indus	190	6	11,993	19,988	50,712	1,47,751
2	Brahmaputra	226	9	20,952	34,920	1,46,170	2,67,663
3	Ganga	142	10	6,429	10,715	52,938	81,100
4	Central Indian Rivers	53	8	1,644	2,740	14,888	14,998
5	West Flowing Rivers	94	7	3,689	6,149	9,437	35,680
6	East Flowing Rivers	140	9	5,719	9,532	26,972	52,901
	Total	845	49	50,426	84,044	3,01,117	6,00,093

It may be seen that according to the studies, the total theoretical potential is estimated at about 3 lakh MW and economic power potential as about 50,000 MW (firm), equivalent to about 84,000 MW at 60% Load Factor from 845 schemes. The probable installed capacity of these schemes is of the order of 1, 50,000 MW. On an average, the economic potential of the country works out to about 16.75 % of the total theoretical Potential. The river system wise ratio of economic potential to theoretical potential is the highest for Western Flowing River system as 39.1%, followed by 23.6% for the Indus River, System and 21.2% for East Flowing River system. The total annual energy potential of the identified schemes is estimated to be about 600 Billion Units in 90% and 739 Billion Units in 50% dependable flow conditions.

### 5.1.3 Preparation of PFRs/ DPRs Based on Updated Data

#### 5.1.3.1 Ranking Studies

To give necessary fillip for development of the balance hydro-electric schemes, CEA undertook Ranking Studies to determine their inter se priority for their development. Ranking of hydro sites has been carried out based on desk studies, available data and weightage criteria for various aspects involved in development of hydro schemes. Considering these aspects, the schemes have been graded as 'A', 'B' and 'C' categories in order of their priority for development with priority decreasing from A to C. This exercise was considered helpful to facilitate identifying the projects for implementation in order of their priority so that hydro development is taken up in appropriate sequence. A total of 399 Schemes with an aggregate installed capacity of about 1,07,000 MW have been Prioritised as in **Table 5.2** below :

**Table 5.2**

Sl.No.	River System / Grade	A	B	C	Total
1	Indus No of schemes. Potential (MW) I.C ( MW)	11 2,522 4,088	51 4,477 8,811	17 3,197 6,080	79 10,196 18,979
2	Ganga No of schemes Potential (MW) I.C ( MW)	20 884.1 2,023	54 4,693.1 9,616	1 232.5 600	75 5,809.7 12,239
3	Central Indian Rivers No. of schemes Potential (MW) I.C ( MW)	3 109 283	9 687 1,425	1 55 186	13 851 1,894
4	East Flowing Rivers No. of schemes Potential (MW) I.C ( MW)	11 453.5 1,412	26 3,889.2 6,469	2 57.4 88	39 4,400.1 7,969
5	West Flowing Rivers No. of schemes Potential (MW) I.C ( MW)	1 23.2 35	10 618.8 958	14 1,000.5 1,508	25 1,642.5 2,501
6	Brahmaputra No. of schemes Potential (MW) I.C ( MW)	52 3,058.3 7,800	97 1,6321.9 42,574	19 6,821.2 12,954	168 26,201.4 63,328
<b>GRAND TOTAL</b>		<b>98</b>	<b>247</b>	<b>54</b>	<b>399</b>
No. schemes		<b>7,050.1</b>	<b>30,687</b>	<b>11,363.6</b>	<b>49,100.7</b>
Potential (MW)		<b>15,641</b>	<b>69,853</b>	<b>21,416</b>	<b>1,06,910</b>
Installed Capacity (MW)					

### 5.1.3.2 Preparation of PFRs

A 50,000 MW Hydro-Electric Initiative has been launched by Hon'ble Prime Minister in the year 2003 for the development of hydro projects. In order to accelerate the hydro-electric development in the country, work of formulation of PFRs on these projects has been carried out on priority since detailed Survey and Investigation can be taken up only after preparation of PFRs. The preliminary feasibility reports (PFRs) of 162 sites have been completed for total installed capacity of about 47,930 MW taking into account the latest hydrological, topographical, geological data. State-wise, Project wise details of these hydro schemes are furnished in **Appendix 5.2**

### 5.1.3.3 Preparation of DPRs

As a follow-up of preparation of PFRs, it has been decided to take up implementation / preparation of DPRs for attractive schemes selected from PFR schemes. Out of 162 schemes, at first instance, based on their preliminary techno-economic analysis, 78 schemes (34,020 MW) whose first year tariff works out below Rs. 2.50/kWhr, considered as low-tariff hydro-electric schemes and have been selected for taking up of

**50,000 MW Hydro Initiative launched by Prime Minister in the year 2003 PFR of 162 schemes, with a potential of 48,000 MW, completed. DPRs of 77 schemes with a capacity of 34,000 MW taken up.**

detailed Survey & Investigation (S&I) and preparation of DPR/implementation. Project-wise details are furnished in **Appendix 5.3**. Out of these, 1 scheme (69 MW) in Meghalaya is not being considered due to coming up of Shillong water supply scheme on its upstream. The work of S&I and preparation of DPRs (for balance 77 projects) has already been entrusted to CPSUs/ SPSUs/ SEBs/ IPPs by the concerned states and the work of preparation of DPR is in progress. These projects are likely to yield benefits during 11<sup>th</sup> plan period and beyond.

### 5.1.4 Need for Storage Schemes

About 80% of the surface water of the rivers goes to the sea unutilised, while the country reels under the flood-drought-flood syndrome. In our country, major chunk of rainfall

**331 schemes with a capacity of 48,000 MW to be developed as storage schemes.**

takes place during about 90 days. This water needs to be stored for generating power throughout the year along with provisions of irrigation, drinking water supply and mitigating flood problems. Storage of water is also required to be done to augment the flows during the lean period.

The type (Storage/ROR) of a hydro project depends upon the topography, geology and hydrology of the area, and is site-specific. For the maximization of benefits in a basin, judicious blend of both types of schemes (Storage/ROR) would need to be considered. The basin-wise position of Storage schemes is as furnished in **Table 5.3**:

**Table 5.3**

Sl. No	Basin-wise	No. of Storage sites	Total potential at 60% Load Factor (MW)	Probable Installed Capacity (MW)
1	Indus	23	5,310	8038
2	Ganga basin	35	5,586	8,715
3	Central Indian rivers	38	1,982	3,001
4	West flowing rivers	69	4,247	6,511
5	East flowing rivers	90	7,009	10,618
6	Brahmaputra	76	23,828	36,289
	Total	331	47,962	73,172

### 5.1.5 Integrated Water Resources Development

As per Section 8 (2) of the Electricity Act, 2003, it has to be ensured that the proposed river works shall not prejudice the prospects for the best ultimate development of the river or its tributaries for power generation, consistent with the requirements of drinking water, irrigation, navigation, flood control or other public purposes. Further, the proposed scheme shall also meet the norms regarding dam design and safety. Accordingly, during planning and formulation of project reports, the following issues need to be critically addressed:

- (i) Optimal development of the projects in the river
- (ii) Optimum design of project to get maximum power
- (iii) Optimum Civil designs
- (iv) Optimum Dam design & safety aspects
- (v) Adherence to Inter-State water regulation / allocation

The above requirements would need to be ensured whether concurrence of CEA is required or not.

### 5.1.6 Coordination among Various Stakeholders

Presently, a number of agencies are undertaking schemes in a single river/basin. This would cause conflict of interests among various stakeholders, and the coordination/control among them has become of vital importance for optimal as well as sustainable development of basin. The State Govt. shall have to address all these issues prior to finalizing the hydro power schemes.

### 5.1.7 Ensuring Optimum Development of Hydro Potential

Water being a State Subject, the initiative to develop a Hydro-Electric Project site including its allocation to a particular agency, facilitation of land acquisition and other clearances at State level, has to commence from the State Govt. based on the available topographical and hydrological data, the type of the schemes (ROR/Storage), their potential, probable installed capacity etc. which have been indicated by CEA keeping in view the optimum development of a river system as a whole for the purpose of maximization of benefits from a particular site. By now, about 300 hydro schemes (approx. Installed Capacity 45,000 MW) are either in operation or under implementation. The major chunk of the available hydro potential is, therefore, yet to be harnessed.

There is a need to develop as many storage sites as possible to realise the integrated Water Resources Development. For this to happen, a close adherence to the optimum development plan drawn out herein would need to be ensured by the States/Project Authorities.

According to Electricity Act 2003, any generating company intending to set-up a hydro-generating station shall prepare and submit to CEA for its concurrence, a scheme estimated to involve a capital expenditure exceeding such sum, as may be fixed by the Central Government, from time to time by notification. Government of India vide gazette notification Extraordinary, Part II, Section 3 Sub-section (ii) No 361 dated April 18, 2006 has decided that hydro schemes involving an estimated expenditure exceeding the following sum shall be submitted for concurrence of CEA.

- I. Rupees two thousand five hundred crores provided that
  - (a) The scheme is included in the National Electricity Plan as notified by CEA under sub-section (4) of Section 3 of the Act and the scheme conforms to the capacity and type(RoR/storage) as mentioned in the NEP
  - (b) The site for setting up the hydro generating station has been allocated through the transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act.
2. Rupees five hundred crores for any scheme not covered by clauses (a) and (b) to para 1 above.

The developers have to ensure that the hydro schemes generally conform to the broad parameters as indicated in Appendix 5.1.

It takes about 2 years for Survey & investigation, about 2 years for obtaining clearances and 5 years for construction of the project. It is therefore necessary to make a ten year plan for development of hydro projects. Thus the hydro projects for 12<sup>th</sup> Plan have to be identified right now so as to complete all survey & investigation, preparation of DPR and obtaining concurrence during 11<sup>th</sup> Plan itself. A shelf of projects for 12<sup>th</sup> Plan has been identified by CEA and is indicated in **Appendix 11.3.**

---

## 5.2 THERMAL POWER GENERATION

Thermal power generation shall continue to remain the mainstay of the power sector, the reason being availability of indigenous coal for power generation. Considerable potential exists in our country and all efforts are required to tap this potential in an environmentally friendly and cost-effective manner. Technological advancements are also taking place worldwide in respect of thermal generation, and it is essential to pursue and adopt latest technologies suitable and effective in the Indian context.

Keeping in view the huge power generation capacity requirement, Ministry of Power/CEA has proposed 100,000 MW environment-friendly Thermal Initiative.

The Standing Committee constituted by CEA is in the process of identifying new sites in consultation with the State Utilities. CEA has awarded studies to Central Mine Planning and Development Institute (CMPDI) and National Remote Sensing Agency (NRSA) for identification of large pithead and coastal sites respectively by using satellite mapping through remote sensing. CMPDI has submitted the report for the 36,000 MW pit head power plant sites identified near the coal blocks in the eight major coalfields. They have also identified additional coal blocks for 24,000 MW capacity for which they will be identifying the power plant sites. NRSA has submitted the reports for coastal sites in Gujarat & Maharashtra where about 12,000 MW is proposed to be installed. They are carrying out study for the other coastal states. The reports of CMPDI and NRSA have been sent to concerned state governments and also made available to prospective developers for further investigation and development of sites for setting up thermal power plants. Many of these sites have been identified for development by various developers. Higher-size coal-based units of 800-1000 MW of environment-friendly super critical technology with standardized designs are proposed to be introduced to achieve the huge capacity addition programme. Also in view of difficulties faced by power utilities in getting coal allocation, now thrust is being given to identify and set up power plants in the coastal regions using imported/washed coal.

### 5.2.1 Issues, Concerns and Measures

#### 5.2.1.1 Water Optimisation

With rapid urbanisation and growth of population, the available water resources are under relentless pressure from all water utilising sectors. The projected thermal capacity addition is likely to put pressure on availability of water at the prospective sites. There is urgent need for adoption of most appropriate technologies for efficient use of cooling and process water, apart from sound maintenance practices including leakage control. The adoption of closed cooling system and dry ash collection has significantly reduced the consumptive water requirement. Dry cooling system should also be explored for future use.

---

### 5.2.1.2 Coal Quality Improvement

The Indian coal, as available for power generation, is by and large of poor quality with high ash content. This coal quality gets further deteriorated because of overburden/extraneous matters during mining, primarily due to lack of adequate safeguards and quality control. Power plant operators are continuously demanding more consistent quality coal. The possible options are to go for washed coal or to adopt coal blending to improve the coal quality, whichever option is economically suitable for a particular site.

**Coal beneficiation** as a possible route for coal quality improvement has great potential. In view of the fact that a large number of power plants are located away from the coal mines, any cost incurred in reducing ash content by 8 to 10% through coal beneficiation gets compensated through reduced transportation cost for stations located at a distance of 600-700 km or more. In addition, there are benefits of using beneficiated coal such as lower initial capital cost, improved plant performance, reduced O&M, etc. Even in the case of pithead stations, any effort to improve the coal quality by merely removing the extraneous matter would go a long way in improving plant performance.

**Blending** of high & low ash imported coals is another option which could be considered as an approach to meet the environmental regulations. The characteristics of blends of two or more coals may not be proportional to the ratio of the individual coals in the blends. Hence, in dealing with operational and environmental issues relating to blends, it is necessary to carry out extensive and detailed investigation on grinding characteristics, combustion characteristics and environmental impact potential for different blends.

### 5.2.1.3 Ash Utilisation

Coal-based thermal power stations form a substantial part of the installed generating capacity in India. Ash available from the thermal power stations consists of three kinds: namely, Fly ash – which is finer in size and is collected from the Electrostatic Precipitators (ESPs); Bottom Ash – which is collected from the bottom of the boiler furnace; and the Pond Ash which is a mixture of fly ash and bottom ash disposed in the form of slurry in the ash ponds.

Ash utilization from coal and lignite-based Power Plants of Power Utilities has progressively increased from 2.3% of ash generation in 1992-93 to 12.16% during 1998-99. During 2004-05 ash production was 98.6MT out of which 38% i.e. 37.5 MT was utilized. In the year 2005-06 the ash utilisation has reached to 45.32 MT (45.8%). It has been estimated that by the end of 10<sup>th</sup> Plan i.e. in 2006-07 the quantity of ash generated would be about 100MT/year. This is further expected to increase to about 180 MT/year by the end of 11<sup>th</sup> Plan. Disposal of such a huge quantity of ash requires vast areas of land in the form of ash dykes. Moreover, fly ash, being fugitive in nature, causes a lot of environmental problems, if it is not handled and disposed of properly.

---



Ash has specific uses depending upon the characteristics and engineering properties. Ash needs to be converted into ash-based products and utilized so that ash does not fly in air, it does not get washed away with surface water flow and also does not get leached to cause ground water pollution. Safe utilization of ash is essential. Ash Utilization, therefore needs to be a continuous activity at all the coal and lignite based thermal power stations. It will provide employment opportunities to many in the nearby villages. Ash utilization has corresponding benefits in reducing the requirement of ash pond areas, ash handling system, consumptive power and saves time and energy that is utilized for creating these infrastructures. Ash-based products bring returns to the society and, therefore, the effect on tariff is negligible. The expenditure on ash utilization, promotional measures and facilitation component are essential.

The targets for ash utilization are primarily governed by the MOEF Notification dated 14th September, 1999 and its subsequent amendments. The existing thermal power plants as on September 1999 are to achieve 100% ash utilization in a phased manner by 2013-14 in accordance with 15-year action plan. The new power plants subsequent to September, 1999 are to achieve ash utilization level of 100% in a phased manner as per 9-year action plan and with effect from the date of publication of the notification dated 14th September, 1999. Besides, MOEF has also issued an amendment notification dated 27th August, 2003, and has extended the scope of ash utilization by various construction agencies by stipulating specific targets for those within 50 km & 50 to 100km radial distance of the location of thermal power plants. Construction agencies located within 50 km were to achieve ash utilization level targets of 100 percent up to August, 2005 and those located from 50 to 100km distance are to achieve ash utilization level of 100% by August, 2007.

Subsequent to the period of nine years from September, 1999, the future strategy shall be to endeavour to plan for 100 percent ash utilization from the initial stage of commissioning of the projects. All power plants are expected to have a well tied up program of ash utilization by user agencies, dry fly ash collection, and storage and making available dry fly ash to the user agencies outside the plant boundaries round the clock, so that it forms a continuous process. Power plants are also expected to take necessary initiatives in the manufacture of bricks, blocks, tiles, etc. as convenient according to the usage anticipated, either by their own efforts or by engaging private entrepreneurs to ensure ash utilization.

Ash utilization is required to be carried out at all the coal and lignite-based thermal power plants that are emitting ash, and it needs to be carried out by all projects that are under construction, renovation, modernization and those at the preliminary stage of investigation and infrastructure development within 100km radial distance and if necessary, ash utilization may also be carried out beyond 100km radial distance. The important areas of ash utilization are cement (37%), roads (20%), mine filling (16%), reclamation of land (11%), bricks & blocks (7%) and others (9%)

---

To maximise the ash utilisation levels, new thermal power stations have to install dry fly ash evacuation systems at all the ESP hoppers and adequate provisions are being made for transporting the dry fly ash to the storage silos located near the power station boundary to supply fly ash to the users like cement and asbestos industry, ready mixed concrete plants etc. Old thermal plants which have wet type ash collection system should modify their ash handling system to dry ash type during implementation of Renovation/ Modernization/Life Extension of the units. The wet method of ash disposal should be avoided.

## **5.2.2 Fuel Options**

Various fuels are available for thermal generation in the country and the techno-economics of each fuel type needs to be established on a case- to- case basis, depending on factors such as availability of fuel, location of fuel, nature of load requirement and load centre etc. This National Electricity Plan has been evolved based on detailed studies carried out taking into account these factors. Salient features of the various fuels for thermal generation are as follows:

### **5.2.2.1 Solid Fuels**

#### **Coal**

As per the estimates of Geological Survey of India, the coal reserves of India stand at 253 Billion Tonnes as on 01.01.2006 with more than 87% of these being of the non-coking grade. The geographical distribution of these coal reserves is in the states of Bihar, Jharkhand, Madhya Pradesh, Chattisgarh, West Bengal, Orissa and Andhra Pradesh. The total coal production in the country during 2004-05 was 377 MT, of which about 277 MT was used for power sector (excluding captive power plants). In addition to this, about 4.5 MT was imported for Power Sector. The total coal availability from domestic sources is expected to be 482 MT per annum by 2011-12. This includes coal production from captive mines.

Use of imported coal with high calorific value and low ash content may be the preferred choice for coastal thermal power plants in Tamil Nadu, Gujarat, Maharashtra, Karnataka and Andhra Pradesh depending upon competitive pricing. After ensuring compatibility, blending of imported and domestic coal for plants in coastal areas minimises the variable charges without affecting the performance of the boilers. Feasibility of acquisition of coal mines including joint venture abroad and on entering into long-term contract with the companies supplying imported coal should be considered by large organisations such as NTPC and Indian Coal Companies.

---

## **Lignite**

The geological reserves of lignite have been estimated to be about 35.6 BT. Lignite is available at limited locations such as Neyveli in Tamil Nadu, Surat, Akrimota in Gujarat and Barsingsar, Palana, Bithnok in Rajasthan. Over 86% of the resources are located in the State of Tamil Nadu alone, whereas the rest 14% are distributed in other States.

Since, lignite is available at a relatively shallow depth and is non-transferable, its use for power generation at pithead stations is found to be attractive. The cost of mining lignite has to be controlled to be economical for power generation.

### **5.2.2.2 Liquid Fuels**

A wide variety of liquid fuel options are available for power generation. In general, liquid fuels have certain basic advantages in terms of

- Easy handling
- Good combustion/fuel characteristic- High calorific value
- No post-combustion solid residue

Heavy oils such as Low Sulphur Heavy Stock (LSHS), Heavy Petroleum Stock (HPS), Heavy Fuel Oil (HFO) are suitable for power generation especially in areas where coal cannot be transported easily. The Ministry of Environment & Forests has stipulated maximum sulphur content of 2% of power generation. Further, there is a limit to capacity of DG set, which is of the order of 20 MW for four stroke engines and 60 MW for two stroke engines. Therefore diesel engine stations are used for power generation mainly as Stand alone systems in Islands and isolated locations in NE Region.

In isolated difficult areas like Kashmir Valley, Ladakh etc., distillate liquid fuels such as distillate No.2, HSD, naphtha, condensates are some preferred fuels from environmental angle because of very high conversion efficiency achievable through advanced technology gas turbines and non-polluting nature of these fuels. Due to high price of naphtha, the cost of generation with naphtha as the primary fuel is very high in spite of low fixed charges on account of the low capital cost of the CCGT plant. HSD is used in Diesel Engines and Combined Cycle Plants for power generation as well as in industries as captive power plants. HSD oil is a better fuel than naphtha for gas turbines (GTs) because of its lesser flammable characteristics. However, the sulphur content of domestic HSD is somewhat higher than 1% as permitted by IS 1460. As per Ministry of Power resolution dated 19.1.2001, indigenously produced HSD is allowed for power generation. Import of HSD will be considered on a case-to-case basis if there is a shortfall in the availability of domestic HSD. In view of high cost of liquid fuel it will have

---

very limited utilisation in power generation and will remain as an option for captive use and standby source for emergency.

### **5.2.2.3 Gaseous Fuels**

Natural gas is the best fuel from environmental angle and hence it is being increasingly used in Combined Cycle Gas Turbine power stations in view of the very high efficiencies with advanced technology gas turbines. Natural Gas, owing to its non-polluting nature and ease of use as compared to oil, is expected to gain significance in the primary mix for power generation.

A major increase in the production & utilisation of Natural gas took place in the late seventies with the development of Bombay High fields and again in the late eighties when the South Basin field in Western Offshore was brought to production. Domestic production of gas increased more than ten fold from 1981 to 2003.

Limited gas resource is available in our country. The National Oil companies viz. Oil & Natural Gas Corporation Ltd. (ONGC) and Oil India Ltd. (OIL) have made 25 significant hydrocarbon discoveries in the last 4 years, of which 10 are offshore and 15 are inland. Private/Joint Venture companies have also made 27 hydrocarbon discoveries both in NELP & pre-NELP blocks. Recently major gas discoveries have been made by M/s Reliance Industries Ltd in Krishna-Godavary basin. Discoveries have also been made by M/s GOPL. Currently, there is a shortage of gas and demand –supply gap is projected to increase with strong growth in demand vis-à-vis slower growth in domestic production.

GAIL (India) Ltd. distributes almost all the gas produced in India. It operates over 4000 km of gas pipeline, the most prominent being the 2300 km HBJ pipeline with a capacity to handle 33.4 MMSCMD. GAIL (India) Ltd. has recently been nominated to construct national pipeline grid by Government of India which is planned to be completed by the year 2008. The grid will comprise a nation wide pipeline network covering a length of about 7900 km.

To supplement the gas availability, there are plans for import of natural gas in the form of Liquefied Natural Gas (LNG) from other countries. There is also possibility of import of natural gas from neighbouring countries namely Bangladesh, Myanmar, Iran and Turkmenistan through pipelines. LNG based CCGT plants are best suited for coastal areas since after re-gasification, transportation of gas for peaking may not be economical over long distances unless the quantum of gas transported is large. However, utilisation of natural gas /LNG for future power projects will depend on availability and price.

Coal bed methane (CBM) is found in a number of coalfields in the country. This CBM reserve has been estimated to be 486.55 billion cubic metres. The exploitation of CBM in addition to being a viable fuel option for power generation could also reduce the methane emission in the atmosphere. However, its use would largely depend on its

---

economic viability. It is felt that the Indian coal companies may take initiative to develop CBM based power projects.

### **5.2.3 Technology Development**

The future technology trends are being driven by three main criteria viz. efficiency, environment and economics. Green House Gas (GHG) emission from thermal power stations has been drawing greater attention in the recent past. Any improvement in efficiency would result in lesser fuel being burnt and in corresponding economic and environmental benefits. Therefore, the conversion efficiency which is a function of turbine and boiler efficiency needs to be improved to reduce the GHG emissions. The steam turbine efficiency has been increasing with the increase in unit size accompanied by increase in steam parameters. However, the approach of efficiency improvement would yield environmental benefit only to a limited extent and there is a need to look beyond for larger quantum of environmental benefits which is possible only by adopting new clean coal technologies.

#### **5.2.3.1 Clean Coal Based Technologies**

This group of technologies basically focuses on conversion process which, by virtue of either improved efficiency or better amenability to pollution control measures result in reduced environmental degradation. These technologies include fluidised bed combustion, integrated gasification combined cycle etc.

##### **Fluidised Bed Combustion (FBC) Technology**

The main advantage of the FBC technology is its amenability to wide variety of fuels which cannot be burnt in the conventional pulverised coal fired boilers while at the same time maintaining NO<sub>x</sub>/ SO<sub>x</sub> emissions within limits. These fuels can be high ash coals, lignite, mill rejects, washery rejects and variety of other fuels like rice husk, baggasse etc. Circulating Fluidised bed combustion boilers at present are available in capacities up to 250 MW. The adoption of FBC technology in the country, however, is presently for lignite-based power plants in Gujarat, Rajasthan & Tamil Nadu. Giral lignite project in Gujarat is based on CFBC boiler.

##### **Integrated Gasification Combined Cycle**

Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) System is one of the clean coal technologies in which coal is converted into gaseous fuel, which after cleaning is used in CCGT plants. The IGCC systems which are commercially available have shown higher efficiencies and exceptionally good environmental performance in Sox removal, Nox reduction and particulate removal. IGCC, if commercially proven, will be one of the most attractive power generation technologies for the 21<sup>st</sup> century. Integrated Gasification Combined Cycle technology is also being considered in view of the development of advanced gas turbines with very high efficiencies. However, IGCC technology with high-

---

ash domestic coal is still in the R&D stage. 100 MW Experimental project is proposed to be set up at NTPC Auraiya. It is recommended that the experimental project should be completed by NTPC during 11<sup>th</sup> Plan.

### 5.2.3.2 *Super Critical Technology and Higher Unit Size*

Constant efforts have been made in the past to improve the technology and efficiency of thermal generation, and units with higher steam parameters have been progressively

**660MW unit size with supercritical parameters at Sipat,  
Vijaywada, North Karanpura and Barh.  
CEA Committee recommends 800-1000 MW unit size**

introduced. Increase of steam parameters i.e. temperature and pressure is one of the effective measures to increase efficiency of power generation. The improvement in efficiency in respect of once-through super critical units varies from 1.7% to 5.1% as compared to sub critical boilers depending on steam parameters adopted. The supercritical units also have faster starting time & load changes and are thus more suitable for daily start up/ shut down operation and better efficiency at part load operation. Some stations with 660 MW unit size namely Sipat, Vijaywada, North Karanpura and Barh are already contemplated with supercritical parameters.

Inducting more efficient higher-size coal fired units rapidly is the most viable strategy to achieve the required capacity addition and therefore, the "Committee to Recommend Next Higher Unit Size of Coal Fired Thermal Power Stations" was set up by CEA with representatives from BHEL, NTPC, Planning Commission and other major Utilities in state and private sector. The Committee has recommended setting up of higher unit size of 800-1000 MW in view of their lower installation cost and marginally better efficiency as compared to 660 MW units. The steam parameters of 246-250 kg/cm<sup>2</sup>, and higher steam temperatures of 568°C to 593°C depending upon site specific techno-economics has been recommended for deriving maximum efficiency gains from higher size units. However, in order to really achieve the benefits of higher efficiency of super critical units, it is essential that the operating practices and skills of the Utilities are considerably improved to enable achieving design performance of these units. Besides NTPC, APGENCO has planned to install large size units with super critical technology. In all Ultra Mega Projects being developed in the country on tariff based competitive bidding, it is mandatory to utilise super critical technology. In the 12<sup>th</sup> Plan, based on the experience gained by NTPC, other generating companies should also adopt super critical technologies so as to reduce green house gases emissions.

### 5.2.3.3 *Integrated Solar Combined Cycle (ISCC)*

Our country is gifted with vast potential of solar energy, which can be utilized to generate power. Direct solar insolation for over 10 months in a year are available in the Thar

---

desert stretching over vast areas of Rajasthan and Gujarat. Even if 1% of it is used, it can generate about 6000 MW of electric power. Proposal to set up 140 MW ISCC project at Mathania, Rajasthan will be one of the first of its kind in India, and the project may take shape as soon as its associated fuel is tied up. However, due to high cost of generation, use of solar energy for commercial production of electrical energy is limited. Low cost technologies have to be developed to economically exploit the vast potential available in the country.

#### **5.2.3.4 Fuel Cell Technology**

Fuel cells are electro-chemical devices that convert energy from fuel directly into electricity through electro-chemical reactions. These cells normally use hydrogen directly as fuel or as derived from natural gas or other hydro carbons. About 4-5 major technologies for fuel cells are in various stages of development worldwide. A fuel cell development programme is under way in India under the aegis of Ministry of Non-conventional Energy Sources and several organisations like BHEL, SPIC, Indian Institute of Science, Bangalore, Central Glass and Ceramic Research Institute, Calcutta have undertaken research projects for development of various technologies of fuel cells indigenously. M/s BHEL are in the process of developing 25 kW fuel cell stack with Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC) technology. A study to observe performance of imported 200 kW fuel cells stack under Indian conditions is also in progress at BHEL. M/s SPIC are in the process of developing 5 KW solid polymer fuel cells stacks. M/s Electrochemical Institute, are engaged in Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC) technology. Project for development of direct methanol fuel cell is in progress at IISc., Bangalore under a UNDP research programme. Fuel cell applications include distributed generation in hospitals, airports, research institutes etc. Apart from power generation, variants of fuel cell also find applications for transport in electric-driven vehicles.

### **5.3 NUCLEAR POWER GENERATION**

Nuclear Power is a clean, environment-friendly, technologically proven and economically viable source of power generation. The role of nuclear power is important as a complement to the fossil thermal power generation to meet the base load demand and to minimise coal transportation from the regions rich in coal reserves to deficit regions located far from the coal belt. Nuclear power has an increasingly important role to play in electricity generation and in providing energy security while ensuring sustainable development, given that the resources of fossil fuels are finite.

Nuclear fuel is a concentrated source of energy, hence quantities of waste generated is much smaller than in case of coal-based stations. There is proven technology complying with regulatory requirements, for management of wastes from nuclear power stations.

#### **5.3.1 Nuclear Power Technology**

##### **5.3.1.1 Three Stage Nuclear Power Programme**

India is endowed with limited uranium resources but has vast thorium resources. The potential of Nuclear Energy in India is as follows:

---

Uranium (78,000 tonne metal)	PHWRs - 330 GWe-Years FBRs - 42,200 GWe-Years
Thorium (518,000 tonne metal)	Breeders - 150,000 GWe-Years*

\* This is equivalent to India's total electricity requirements for several hundreds of years considering current consumption levels.

With a view to judiciously utilise this vast potential, a long term THREE STAGE PROGRAMME has been envisaged from the very beginning of nuclear power programme in the country.

The three stages of the indigenous nuclear power programme are:

- Pressurised Heavy Water Reactors (PHWRs) using natural uranium in the first stage.
- Fast Breeder Reactors (FBRs) utilising plutonium-based fuel, in the second stage
- Advanced Nuclear Power Systems for utilisation of thorium, in the third stage.

#### **5.3.1.2 Pressurised Heavy Water Reactors (PHWRs)**

Pressurised Heavy Water Reactors are of technologically proven and standardised design and 13 PHWRs of this design are already in operation in the country. Kaiga Units 3&4 and Rajasthan Atomic Power Plant (RAPP) Units 5&6 consisting of 220 MWe PHWRs are scheduled for commissioning during the period March 2007 to April 2008. Tarapur Atomic Power Plant (TAPP) Units 4&5 consist of 540 MWe PHWRs each of which have been designed and constructed indigenously, have already been commissioned.

#### **5.3.1.3 Prototype Fast Breeder Reactor (PFBR)**

One 40 MW Thermal Fast Breeder Test Reactor (FBTR) has been in operation since 1985, and has provided valuable experience on the technology. The 500 MWe Prototype FBR under construction is a techno-economic demonstrator of Fast Breeder Reactor technology and marks the beginning of the second stage of the nuclear power programme. The design of the FBR nuclear steam supply system and other systems has been carried out at Indira Gandhi Centre for Atomic Research (IGCAR) and backed by comprehensive R&D both at IGCAR and other national laboratories.

#### **5.3.1.4 Advanced Heavy Water Reactor (AHWR)**

The utilisation of thorium for electricity generation is envisaged, in the long term, as part of the third stage of the Indian nuclear power programme. Construction of one technology demonstration project for an Advanced Heavy Water Reactor (AHWR) Unit of 300 MWe to demonstrate the utilisation of thorium for electricity generation is proposed to be commenced during the 10<sup>th</sup> Plan period by the Bhabha Atomic Research Centre (BARC).

---



### **5.3.1.5 Unit Size of Nuclear Power Reactors**

The unit size of nuclear power reactors has also evolved with respect to the size of the electricity grids in the country. In the early stages, unit size in the range of about 200 to 220 MWe was adopted, consistent with the capacity of the electricity grids. With the growth of the electricity grids in the country, unit size of 540 MWe units has also been introduced. 1000 MWe LWR unit sizes of Nuclear Power Reactors have also been introduced, and such units are under construction at Kudankulam.

### **5.3.1.6 Light Water Reactors (LWRs) Based on Imported Fuel**

1000 MWe Light Water Reactors under construction at Kudankulam (KKNPP Units 1&2) consist of Pressurised Water Reactors, which form the predominant component of the nuclear power reactors in the world. These units have several advanced safety features and these are classified as advanced Light Water Reactors. These have been introduced with a view to have faster capacity addition, as well as to access external funds and wider technology options. It is expected that with opening up of export of fuel & technology to India, more light water reactor based on imported fuel will be constructed in the country.

### **5.3.1.7 Future Unit Size of Nuclear Power Reactors**

The work regarding scaling up the design of 540 MWe PHWR units to 700 MWe by permitting limited boiling in the coolant channel is in progress. Feedback from the design, manufacture, and construction and operating experiences has also been factored into this evolution PHWRs beyond those presently under construction are planned to be of 700 MWe unit sizes, on which design work is in progress at NPCIL. Two 700 MWe PHWRs are envisaged to be taken up for commencing construction during the 10<sup>th</sup> Plan period. The setting up of additional LWRs of 1000 MWe and higher size reactors with foreign co-operation, will depend on the global political developments in this regard.

## **5.3.2 Nuclear Power Development Programme**

- 5.3.2.1** With the objective of self-reliance in the field of nuclear power generation, facilities for prospecting, mining, milling and processing of uranium ore and subsequent fabrication of fuel, zirconium alloys, heavy water and control systems required for the programme were established by DAE, based on indigenous R&D. Efforts were also put in to develop manufacturing capabilities of Indian industry to manufacture nuclear equipment/components to high precision and quality standards. Indigenous capability has now been established in the country. Along with R&D and other facilities, comprehensive training programmes and facilities were established to train the manpower for the programme.
-

**5.3.2.2** Today, India is one of the few countries in the world and the only one among the developing countries to have achieved self reliance in all aspects of nuclear power generation, starting from the prospecting and mining of uranium, the fabrication of fuel assemblies and the production of heavy water, to fuel reprocessing as well as plutonium recycling. Total nuclear power capacity in the country at the beginning of the 10<sup>th</sup> plan was 2,720 MWe comprising of 14 units.

The details of nuclear power plants in operation at the beginning of 10<sup>th</sup> Plan are given in Table 5.4 below :

Table 5.4

NUCLEAR POWER PLANTS IN OPERATION AT BEGINNING OF 10 <sup>TH</sup> PLAN			
Unit-Location	Reactor Type	Present Capacity (Mwe)	Date of commencing commercial Operation.
TAPS-1 Tarapur, Maharashtra	BWR	160	28-Oct-1969
TAPS-2, Tarapur, Maharashtra	BWR	160	28-Oct-1969
RAPS-1, Rawatbhata, Rajasthan	PHWR	100	16-Dec-1973
RAPS-2, Rawatbhata, Rajasthan	PHWR	200	01-Apr-1981
MAPS-1 Kalpakkam, Tamil Nadu	PHWR	170	27-Jan-1984
MAPS-2 Kalpakkam, Tamil Nadu	PHWR	170	21-Mar-1986
NAPS-1 Narora, Uttar Pradesh	PHWR	220	01-Jan-1991
NAPS-2 Narora, Uttar Pradesh	PHWR	220	01-Jul-1992
KAPS-1Kakrapar, Gujarat	PHWR	220	06-May-1993
KAPS-2Kakrapar, Gujarat	PHWR	220	01-Sep-1995
KAPS-2Kaiga, Karnataka	PHWR	220	16-Mar-2000
RAPS-3, Rawatbhata, Rajasthan	PHWR	220	01 Jun 2000
KAIGA-1, Kaiga, Karnataka	PHWR	220	16 Nov 2000
RAPS-4 Rawatbhata, Rajasthan	PHWR	220	23 Dec 2000
<b>TOTAL</b>		<b>2720</b>	

BWR: Boiling Water Reactor PHWR: Pressurised Heavy Water Reactor

### 5.3.3 Tenth and Eleventh Plan Programme

Nine nuclear power reactors with a total capacity of 4,460 MWe were under construction at the beginning of the 10<sup>th</sup> plan. The capacity addition target for the 10<sup>th</sup> plan was set for

**Nuclear installed capacity programmed to grow to 7280 MW by 2012 and to 20,000 MW by 2020.**

1300 MWe. Out of this target, TAPP3&4 (2X540 MWe) have already been commissioned. Further MAPS-1&2 has already been upgraded from 170 MWe to 220 MWe each.

Further, a Capacity addition of 3,380 MWe is programmed to be added during the 11<sup>th</sup> plan. Capacity addition of 2,880 MWe (6 units i. e. Kaiga-3&4, KKNPP-1&2 and RAPP- 5&6) is planned during the first two years of the 11<sup>th</sup> plan and one unit of 500 MWe Prototype Fast Breeder Reactor (PFBR) is scheduled to be added during 2011-12.

As nuclear power projects are capital-intensive, the gestation period of projects has a considerable influence on the economics of nuclear power. Accordingly, considerable efforts have been made to reduce the gestation period of the projects. New construction and project execution strategies have been adopted in these projects.

### 5.3.4 Vision 2020: Nuclear Power Programme

Apart from the projects under construction, launching of 7 NP- Units 1&2 (2x700 MWe) PHWR and LWR Units-3&4 (2x1000 MWe) is envisaged in the 10<sup>th</sup> Plan period. Pre project activities for 7 NP- Units 3&4 (2x 700 MWe) and LWR-Units 5&6 (2x1000 MWe) are also planned to be taken up in the 10<sup>th</sup> Plan.

The nuclear power generation capacity in the country is expected to grow to about 7,280 MWe by the end of the 11<sup>th</sup> Plan. More units are also planned so as to reach a total nuclear power generation capacity of 20,000 MWe by the year 2020. The details of the units in operation, under construction and future plans for capacity addition are enumerated in **Table 5.5** below:

Table 5.5

(Figures in MWe)

NUCLEAR POWER PROGRAMME UP TO 2020			
Sl. No	Details	Capacity Addition	Cumulative Capacity
1.	<b><u>Nuclear Power Reactors In Operation</u></b> ( MWe)		3900
2.	<b><u>Projects Under Construction</u></b> To be Completed in first 2 years of 11 <sup>th</sup> Plan Kaiga-3            220 MW Kaiga-4            220 MWe KKNPP-1&2    2X1000 MWe RAPP-5&6        2X 220 Mwe	2880	6780 (By 12/2008)
	To be completed in 2011-12 PFBR-500 MWe at Kalpakkam, Tamil Nadu	500	7280 (By 2011-12)
3.	<b><u>Future Units for Completion by 2020</u></b> Mix of 1000 MWe LWRs, 700 MWe PHWRs, 500 MWe FBRs.	About 12,700	About 20,000 (By 2020)

### 5.3.5 R&M and Plant Life Extension

During the course of the operating life of a Nuclear Power Plant, it goes through a series of routine and several safety reviews based on which periodic improvement/safety upgrades are implemented. The coolant channel of older (units which commenced commercial operation in 1993) Pressurized Heavy Water Reactors need replacement. After about 10 years of operation at full power, these coolant channels are replaced during a long shut down. Advantage of this shut down is taken for safety upgrades and plant life extension, as required.

Such R&M activities have been completed for Rajasthan Atomic Power Station Unit-2 and Madras Atomic Power Station Unit-1&2.

R&M activities as above have been taken up on NAPS-1 and is expected to be completed during 2006-07. Similar work is planned for NAPS-2 and KAPS-1 in the 11<sup>th</sup> Plan. Details of financial outlay in respect of these projects are as follows:

Figs in Rs cr.

Name of project	Estd. Completion cost	Anticipated exp. by 10 <sup>th</sup> Plan end	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	Total 11 <sup>th</sup> Plan
NAPS 1&2	247	171	105					105
KAPS-1	133	5	66	54				119

The management of Nuclear power plants have confirmed robustness of the existing system and the suitability for continued operation of older reactors for years beyond the designed life has been established.

\*\*\*\*\*

**Appendix-5.1**  
**Page 1 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
<b>Indus Basin</b>							
1	Rongtong	Himachal Pradesh	Spiti	R	0.5	2	I/O-2MW
2	Saman	Himachal Pradesh	Spiti	R	12	12	
3	Kyurik	Himachal Pradesh	Spiti	R	20	41	
4	Thibda	Himachal Pradesh	Spiti	R	27	55	
5	Khab-I	Himachal Pradesh	Sutlej	S	1092	1640	PFR-450 MW
6	Ropa	Himachal Pradesh	Ropa	S	22	31	
7	Gyamthing	Himachal Pradesh	Gyamthing	R	7	23	
8	Khab-II	Himachal Pradesh	Sutlej	R	282	425	PFR-186MW
9	Tidong-II	Himachal Pradesh	Tidong	R	52	90	PFR-70MW
10	Tidong-I	Himachal Pradesh	Tidong	S	60	90	PFR-60MW
11	Taiti-II	Himachal Pradesh	Taiti	R	15	22	
12	Taiti-I	Himachal Pradesh	Taiti	S	34	50	
13	Jangi Thopan	Himachal Pradesh	Sutlej	R	273	410	PFR-480 MW
14	Thopan Powari	Himachal Pradesh	Sutlej	R	433	650	PFR-480 MW
15	Baspa-I	Himachal Pradesh	Baspa	S	222	335	
16	Baspa-II	Himachal Pradesh	Baspa	R	253	370	I/O-300MW
17	Shongtong Karcham	Himachal Pradesh	Sutlej	R	520	780	
18	Karcham Wangtoo	Himachal Pradesh	Sutlej	R	622	935	I/C-1000MW
19	Hornte	Himachal Pradesh	Bhaba	R	17	60	
20	Bhaba (Sanjay)	Himachal Pradesh	Bhaba	R	55	195	I/O-120 MW
21	Nathpa Jhakri	Himachal Pradesh	Sutlej	R	1327	1990	I/O-1500 MW
22	Nogli-I	Himachal Pradesh	Nogli	R	0.7	2	I/O
23	Nogli-II	Himachal Pradesh	Nogli	R	1.3	4	I/O
24	Rampur Nanjha	Himachal Pradesh	Sutlej	R	278	420	DPR ready-412MW
25	Luhri	Himachal Pradesh	Sutlej	R	282	425	PFR-465 MW
26	Chaba (Nauti)	Himachal Pradesh	Nauti	R	0.5	3	I/O
27	Suni Chaba Dam	Himachal Pradesh	Sutlej	S	147	225	
28	Kol Dam	Himachal Pradesh	Sutlej	S	505	760	I/C-800MW
29	Bhakra Nangal	Himachal Pradesh	Sutlej	S	928	1395	I/O-1479.5MW
30	Ghosal	Himachal Pradesh	Beas	R	7	21	
31	Manali	Himachal Pradesh	Manalsu	R	17.5	37	
32	Allain Nallah	Himachal Pradesh	Allain	R	23	46	I/C 192 MW
33	Duhangan	Himachal Pradesh	Duhangan	R	13	29	
34	Gandharni	Himachal Pradesh	beas	R	18	49	
35	Puknoj	Himachal Pradesh	Puknoj	R	1	1	
36	Gharopa	Himachal Pradesh	Beas	R	29	85	PFR-114 MW
37	Phojal	Himachal Pradesh	Phojal	R	5	13	
38	Kulu	Himachal Pradesh	Beas	R	34	90	
39	Sarbari	Himachal Pradesh	Sarbari	R	12	16	
40	Malana	Himachal Pradesh	Malana	R	20	60	I/O-86 MW
41	Parbati-II	Himachal Pradesh	Parbati	S	263	400	I/C-800 MW
42	Sainj-I	Himachal Pradesh	Sainj	R	30	55	
43	Sainj Kartah-II	Himachal Pradesh	Sainj	R	25	45	
44	Jiwa/sainj-III	Himachal Pradesh	Jiwa/Sainj	R	12	21	

I/O - In operation

PFR - Preliminary Feasibility Reports Prepared

ROR - Run of River

I/C - In construction

DPR - Detailed Project Report prepared

S - Storage

**Appendix-5.1**  
**Page 2 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks	
45	Nakthan	Parbati-I	Himachal Pradesh	Parbati	R	280	420	
46	Sainj-IV		Himachal Pradesh	Sainj	R	15	27	
47	Tirthan-I		Himachal Pradesh	Tirthan	R	18	32	
48	Tirthan-II		Himachal Pradesh	Tirthan	R	15	25	
49	Tirthan-III		Himachal Pradesh	Tirthan	R	17.5	26	
50	Sainj (Parbati-III)		Himachal Pradesh	Sainj	R	110	215	CEA CI-520MW
51	Larji		Himachal Pradesh	Beas	R	78	190	I/C-126 MW
52	Pandoh Diversion		Himachal Pradesh	Beas	R	244	555	I/O-990 MW
53	Uhl		Himachal Pradesh	Uhl	R	25	70	I/C-100 MW
54	Uhl at Joginder Nagar		Himachal Pradesh	Uhl	R	32	90	I/O-110 MW(Shanan)
55	Bassi		Himachal Pradesh	Rana Khad	R	27	75	I/O-60 MW
56	Rana Khad		Himachal Pradesh	Rana Khad	R	15	29	
57	Binwa		Himachal Pradesh	Binwa Khad	R	5	7	I/O-6 MW
58	Neogai		Himachal Pradesh	Neogai	R	5	7	
59	Baner		Himachal Pradesh	Baner Khad	R	3	5	I/O-12 MW
60	Gaj		Himachal Pradesh	Gaj Khad	R	22.5	34	I/O-10.5MW
61	Pong Dam		Himachal Pradesh	Beas	S	260	390	I/O-396MW
62	Chulan		Himachal Pradesh	Ravi	R	28	55	
63	Holi		Himachal Pradesh	Holi	R	7	13	PFR-180MW)
64	Machhetil		Himachal Pradesh	Ravi	R	35	60	
65	Kuarsi		Himachal Pradesh	Kuarsi	R	3	4	
66	Budhil		Himachal Pradesh	Budhil	R	17	38	Returned-70MW
67	Tundah		Himachal Pradesh	Tundah	R	13	34	
68	Hibra		Himachal Pradesh	Ravi	S	312	470	CEA CI-231MW
69	Gwar		Himachal Pradesh	Ravi	R	262	395	
70	Baira Siul		Himachal Pradesh	Siul	R	65	225	I/D-198 MW
71	Chamera (Sherpur)		Himachal Pradesh	Ravi	S	267	405	I/O-540+300 MW
72	Seawa		Himachal Pradesh	Seawa	R	33	70	I/C-120MW
73	Baroti		Himachal Pradesh	Siul	S	30	40	
74	Chhoti Dara		Himachal Pradesh	Chandra	R	10	50	
75	Chhatru		Himachal Pradesh	Chandra	R	28	140	PFR-108 MW
76	Khoksar		Himachal Pradesh	Chandra	R	17	80	PFR-90 MW
77	Railing		Himachal Pradesh	Chandra	S	102	155	
78	Gondhala		Himachal Pradesh	Chandra	R	58	90	PFR-144 MW
79	Gyspa		Himachal Pradesh	Bhaga	S	263	395	
80	Jhaima		Himachal Pradesh	Chenab	R	182	275	
81	Bardang		Himachal Pradesh	Chenab	R	95	145	PFR-114 MW
82	Udaipur		Himachal Pradesh	Miyar Nallah	R	7.5	36	
83	Seli		Himachal Pradesh	Chenab	R	98	150	
84	Raoli		Himachal Pradesh	Chenab	R	465	715	
85	Sach Khas		Himachal Pradesh	Sarchu	RoR	13	70	

Appendix-5.1  
Page 3 of 24

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

S.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 80% L.F. (MW)	Potential at 100% L.F. (MW)	Remarks
86	Govindwal Sahib	Punjab	Beas	R	72		
87	Mukerian Canal	Punjab	Beas	R	228	207	I/O-207MW
88	Anadpur Sahib, Ph-I & II	Punjab	Sutlej	R	174	134	I/O-134MW
89	Thein	Punjab	Ravi	S	215	325	I/O-600MW
90	Shahpur	Punjab	Ravi	R	141	215	I/C-168 MW
91	UBDC	Punjab	Ravi	R	92	90	I/O-90MW
92	Mangaya	Jammu & Kashmir	Seawa	R	10	18	
93	Chichnauta	Jammu & Kashmir	Seawa	R	12	22	
94	Beriyar	Jammu & Kashmir	Ujh	R	12	19	
95	Falal	Jammu & Kashmir	Ujh	R	8	14	
96	Bhura	Jammu & Kashmir	Ujh	S	15	22	
97	Shuas	Jammu & Kashmir	Chenab	R	272	505	PFR-230MW
98	Berinaum	Jammu & Kashmir	Chenab	R	233	435	PFR-240MW
99	Sho	Jammu & Kashmir	Chenab	R	113	215	
100	Arthal	Jammu & Kashmir	Bhut Nallah	R	11	19	
101	Naunut	Jammu & Kashmir	Chenab	R	522	1120	
102	Kiru	Jammu & Kashmir	Chenab	R	133	295	PFR-430MW
103	Kwar	Jammu & Kashmir	Chenab	R	230	440	PFR-320MW
104	Pakaldul	Jammu & Kashmir	Marsudar	R	513	765	Returned-1000MW
105	Bursar	Jammu & Kashmir	Marsudar	S	128	195	Returned-1020MW
106	Dulhasti	Jammu & Kashmir	Chenab	R	565	1120	I/C-390MW
107	Kunau	Jammu & Kashmir	Kal Nai	R	3	13	
108	Naga	Jammu & Kashmir	Kal Nai	R	7	29	
109	Kiwa	Jammu & Kashmir	Kal Nai	R	8	37	
110	Tipri	Jammu & Kashmir	Kal Nai	R	7.5	36	
111	Dunadi	Jammu & Kashmir	Kagune Garh	R	12.5	60	
112	Thatri	Jammu & Kashmir	Kal Nai	R	7	22	
113	Rattle	Jammu & Kashmir	Chenab	R	342	515	PFR-560MW
114	Shamnot	Jammu & Kashmir	Chenab	R	123	200	PFR-370 MW
115	Baglihar	Jammu & Kashmir	Chenab	R	330	750	I/C-450MW
116	Bichlari	Jammu & Kashmir	Bichlari	R	40	75	PFR-35MW
117	Sawalkot	Jammu & Kashmir	Chenab	R	592	1350	I/C-600MW
118	Damni	Jammu & Kashmir	Ans	R	3	6	
119	Kallar	Jammu & Kashmir	Ans	R	8	14	
120	Salal	Jammu & Kashmir	Chenab	R	378	780	I/O-690MW
121	Chenani	Jammu & Kashmir	Tawi	R	12	21	I/O-23.3MW
122	Bring	Jammu & Kashmir	Bring	R	3	5	
123	Shishram Nag	Jammu & Kashmir	Lidder	R	2	4	
124	Chandanwari	Jammu & Kashmir	Lidder	R	3	7	
125	Pahalgam	Jammu & Kashmir	Lidder	R	2	3	

## Appendix-5.1

Page 4 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

Sl. No.	Name of Scheme	State	River	Type	Installed Capacity (MW)	Project Cost (Rs. Crores)	Remarks
126	Lidru	Jammu & Kashmir	Lidder	R	8	12	
127	Vishau	Jammu & Kashmir	Vishau	R	3	7	
128	Rembiara	Jammu & Kashmir	Rembiara	R	3	5	
129	Sonmarg	Jammu & Kashmir	Sind	S	102	155	
130	Upper Sindh-I	Jammu & Kashmir	Sind	R	40	65	I/O-22.6MW
131	Upper Sindh-II	Jammu & Kashmir	Sind	R	92	140	I/O-105MW
132	Gangbal	Jammu & Kashmir	Kankanag	S	35	55	
133	Ganderbal	Jammu & Kashmir	Sind	R	47.5	75	
134	Dawar	Jammu & Kashmir	Kishan Ganga	R	10	16	
135	Karapur	Jammu & Kashmir	Kishan Ganga	S	193	280	
136	Wangam	Jammu & Kashmir	Bonar	R	40	60	
137	Lower Jhelum	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	103	170	I/O-105MW
138	Uri	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	355	600	I/O-480MW
139	Mohara	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	5	9	I/O-9MW
140	Chakothi	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	173	285	
141	Chinari	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	280	475	
142	Hatian	Jammu & Kashmir	Jhelam	R	126	215	
143	Mandi	Jammu & Kashmir	Mandi	R	7	14	
144	Mahe	Jammu & Kashmir	Indus	R	10	13	
145	Kesar	Jammu & Kashmir	Indus	R	32	42	
146	Klari	Jammu & Kashmir	Indus	R	22	28	
147	Galk	Jammu & Kashmir	Indus	R	15	20	
148	Karu	Jammu & Kashmir	Indus	R	8	12	
149	Stakha	Jammu & Kashmir	Indus	R	10	14	I/O-4MW
150	Leh	Jammu & Kashmir	Indus	R	22	29	
151	Ramchung	Jammu & Kashmir	Indus	R	12	15	
152	Chini Chenmo	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	10	15	
153	Chorton	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	12	16	
154	Rinam	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	8	12	
155	Parfala	Jammu & Kashmir	Zaskar	S	30	45	
156	Paidar	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	32	46	
157	Tillarchu	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	27	39	
158	Liangaura	Jammu & Kashmir	Zaskar	R	17	25	
159	Nimu	Jammu & Kashmir	Indus	S	85	180	CEA CI-45MW
160	Nurla	Jammu & Kashmir	Indus	R	42	65	
161	Khalsi	Jammu & Kashmir	Indus	R	78	170	PFR-60 MW
162	Takmachang	Jammu & Kashmir	Indus	R	48	75	PFR-30 MW
163	Dumkar	Jammu & Kashmir	Indus	R	85	130	PFR-45 MW
164	Achinthang	Jammu & Kashmir	Indus	R	92	140	
165	Kanyunche	Jammu & Kashmir	Indus	R	67	105	PFR-45 MW
166	Batalik	Jammu & Kashmir	Indus	R	147	235	
167	Parkhachik	Jammu & Kashmir	Suru	R	23	110	
168	Thang	Jammu & Kashmir	Shangal Nallah	R	2	7	



Appendix-5.1  
Page 5 of 24

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

SL.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
169	Yokne	Jammu & Kashmir	Suru	R	5	8	
170	Phulangma	Jammu & Kashmir	Phulangma Nallah	R	3	16	
171	Chechesna	Jammu & Kashmir	Suru	R	13	47	
172	Thambas	Jammu & Kashmir	Suru	R	13	29	
173	Wakhe Rong	Jammu & Kashmir	Wakha Rong	R	2	4	
174	Goma	Jammu & Kashmir	Wakha Rong	R	3	5	
175	Kargil	Jammu & Kashmir	Wakha Rong	R	7	13	
176	Suru	Jammu & Kashmir	Suru	R	8	18	
177	Dras	Jammu & Kashmir	Drass	R	7	18	
178	Dandal	Jammu & Kashmir	Drass	R	7	26	
179	Khahru	Jammu & Kashmir	Drass	R	7.5	30	
180	Tahanus	Jammu & Kashmir	Shingo	R	25	120	
181	Karkil	Jammu & Kashmir	Shingo	R	38	190	PFR--30MW
182	Gunderman	Jammu & Kashmir	Suru	R	34	120	
183	Kunzang	Jammu & Kashmir	Shyok	R	7	11	
184	Chang Chanmo-I	Jammu & Kashmir	Shyok	R	4	6	
185	Chang Chanmo-II	Jammu & Kashmir	Shyok	R	10	15	
186	Shyok	Jammu & Kashmir	Shyok	R	5	7	
187	Shamma	Jammu & Kashmir	Shyok	R	13	20	
188	Thangkar	Jammu & Kashmir	Shyok	R	15	23	
189	Tsogagsa	Jammu & Kashmir	Shyok	R	12	18	
190	Chalunka	Jammu & Kashmir	Shyok	R	30	45	
<b>TOTAL (Indus 190 schemes)</b>					<b>19989</b>	<b>33832</b>	

## Appendix-5.1

Page 6 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified In Re-assessment Study 1978-87)

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Capacity (MW)	Cost (Rs. Crores)	Remarks
1	Ginbata	Himachal Pradesh	Gin	R	16	24	I/O
2	Gajpanigarth Dogri	Himachal Pradesh	Pabar	R	4.7	7	
3	Chirgaon Jabora	Himachal Pradesh	Pabar	R	9.9	16	
4	Jebera Majgaon	Himachal Pradesh	Pabar	R	6.4	10	
5	Lasa Dogri Pangla	Himachal Pradesh	Pabar	R	14.8	22	
6	Pangula Sanail	Himachal Pradesh	Pabar	R	16.4	26	
7	Nakot Pallasu	Uttaranchal	Pabar	R	27.4	43	
8	Kotla Dodara	Uttaranchal	Rupin	R	5.6	8	
9	Sewagaon Pigha	Uttaranchal	Rupin	R	9.3	15	
10	Pisha Naitwar	Uttaranchal	Rupin	R	17.9	30	
11	Rala Sunkundi	Uttaranchal	Supin	R	11	17	
12	Sunkundi Sankri	Uttaranchal	Supin	R	10.1	15	
13	Osia Dhamir	Uttaranchal	Tons	R	10.7	16	
14	Taluka Sui	Uttaranchal	Tons	R	23.2	39	PFR--140MW
15	Sankri Kunare	Uttaranchal	Tons	R	19.9	33	(Taluka Sankri)
16	Naitwar Mori	Uttaranchal	Tons	R	26.7	70	PFR--33MW
17	Ugmir	Uttaranchal	Tons	R	16.6	28	
18	Tuini	Uttaranchal	Tons	R	77.3	128	PFR--72MW (Arakot Tuini)
19	Kishau Dam	Uttaranchal	Tons	S	232.8	350	DPR--600MW
20	Chibro	Uttaranchal	Tons	R	162.8	245	I/O --240MW
21	Khodri	Uttaranchal	Tons	R	84.1	130	I/O --120MW
22	Kuthnaur Gangani	Uttaranchal	Yamuna	R	9.8	15	
23	Barkot Billa	Uttaranchal	Yamuna	R	16.4	25	
24	Kuwa ford	Uttaranchal	Yamuna	R	28.2	42	
25	Lakhwar Vyasi-I	Uttaranchal	Yamuna	S	74.8	115	I/C --300MW
26	Lakhwar Vyasi-II	Uttaranchal	Yamuna	R	52.2	80	I/C --120MW
27	Dhakrani	Uttaranchal	Yamuna	R	37.6	60	I/O --33.75MW
28	Dhalipur	Uttaranchal	Yamuna	R	64.4	100	I/D --51MW
29	Kulhal	Uttaranchal	Yamuna	R	41.3	65	I/O --30MW
30	Khara	Uttaranchal	Yamuna	R	103.7	160	I/O --72MW
31	Nelang	Uttaranchal	Jadh Ganga	R	50.8	190	
32	Karmoli	Uttaranchal	Jadh Ganga	R	51	190	PFR--140MW
33	Jadh Ganga	Uttaranchal	Jadh Ganga	R	29.7	110	PFR--50MW
34	Gangotri	Uttaranchal	Bhagirathi	R	29.3	70	PFR--55MW
35	Bhairon Ghati	Uttaranchal	Bhagirathi	R	32.7	60	PFR--65MW
36	Harsi Dam	Uttaranchal	Bhagirathi	R	95.7	350	PFR--210MW
37	Lohari Nag Tharang	Uttaranchal	Bhagirathi	R	151.2	360	TEC--600MW (Lohari Nagpala)
38	Pala Bhela Tipri	Uttaranchal	Bhagirathi	R	68.5	165	DPR--480MW
39	Bhela Tipri	Uttaranchal	Bhagirathi	R	47.3	100	(Pala Maneri)
40	Maneri Bhali I	Uttaranchal	Bhagirathi	R	69.2	165	I/O --90MW
41	Maneri Bhali II	Uttaranchal	Bhagirathi	R	110	235	I/C --304MW
42	Diulong Sunangaon	Uttaranchal	Bhagirathi	R	10	28	
43	Dhargoon Jhandarwali	Uttaranchal	Bhagirathi	R	15.5	29	
44	Jamolna Ghansyali	Uttaranchal	Bhagirathi	R	16.8	44	
45	Terri Dam Stage-I	Uttaranchal	Bhagirathi	S	492.7	740	I/C --1000MW

**Appendix-5.1**  
**Page 7 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Installed at 50% L.F. (MW)	Installed I.C. (MW)	Remarks
46	Koteswar	Uttaranchal	Bhagirathi	R	143.7	215	I/C --400MW
47	Kotlibhel	Uttaranchal	Bhagirathi	S	1247.2	1875	S & I--860MW (ROR)
48	Rishikesh Hardwar	Uttaranchal	Bhagirathi	R	238.3	360	I/O --144MW
49	Nayar Dam	Uttaranchal	Nayar	S	22.7	34	
50	Badri Nath	Uttaranchal	Alaknanda	R	73.2	260	PFR--140MW
51	Benakuli	Uttaranchal	Alaknanda	R	11.3	40	
52	Vishnu Prayag	Uttaranchal	Alaknanda	R	121	430	I/C --400MW
53	Khel Kuran Neti	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	14	49	
54	Niti Gharisali	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	11	32	
55	Bampa Kurkuti	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	19.5	60	
56	Girithi Ganga	Uttaranchal	Girithi Ganga	R	11.7	34	
57	Malari Jhelam	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	30.7	90	PFR--55MW
58	Jhelam Tamak	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	51.5	150	PFR--60MW
59	Tamak Lata	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	69.5	200	PFR--280MW
60	Daodi	Uttaranchal	Rishi Ganga	R	17.8	65	PFR--60MW
61	Rishi Ganga I	Uttaranchal	Rishi Ganga	R	31.5	115	PFR--70MW
62	Rishi Ganga II	Uttaranchal	Rishi Ganga	R	21.3	65	PFR--35MW
63	Lata Tapoban	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	89.3	320	PFR--310MW
64	Tapoban Chunar	Uttaranchal	Dhaul Ganga	R	136.5	485	TEC--520MW
65	Vishnu Gad Pipalkoti	Uttaranchal	Alaknanda	R	164.3	480	S & I--340MW
66	Jhinji Pagna Malla	Uttaranchal	Birahi Ganga	R	4	16	
67	Gohana Tai	Uttaranchal	Birahi Ganga	S	63	95	PFR--60MW
68	Bowala Nand Prayag	Uttaranchal	Alaknanda	R	66.3	170	DPR--132MW
69	Nand Prayag Langasu	Uttaranchal	Alaknanda	R	51.7	180	PFR--141MW
70	Bhadang Tikh	Uttaranchal	Pindar	R	5.8	9	
71	Tikh Gurupha	Uttaranchal	Pindar	R	17.2	26	
72	Malkhet Dam	Uttaranchal	Pindar	S	24.8	37	
73	Devasari Dam	Uttaranchal	Pindar	S	51.7	78	PFR--300MW
74	Banoli Naigam	Uttaranchal	Pindar	R	35.5	55	
75	Bogli Nauli	Uttaranchal	Pindar	R	10.7	16	

**Appendix-5.1**  
**Page 8 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
76	Mandakini	Uttaranchal	Mandakini	R	23.3	36	
77	Utiyasu Dam	Uttaranchal	Alaknanda	S	757.8	1140	
78	Srinagar	Uttaranchal	Alaknanda	R	248.2	375	I/C--330MW
79	Ramganga Dam (Kalagarh)	Uttaranchal	Ramganga	S	83.3	198	I/O--198MW
80	Bokang Bailing	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	55.5	145	PFR--330MW
81	Chhunger Chal	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	52.7	145	PFR--240MW
82	Sela Urthing	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	59.3	165	PFR--230MW
83	Urthing Sobla	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	121.8	340	PFR--280MW
84	Sobla Jhimirigapn	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	51.3	145	
85	Khet Tawaghat	Uttaranchal	Dhauli Ganga	R	81.3	225	
86	Garba Tawaghat	Uttaranchal	Sarda	R	72.7	195	PFR--630MW
87	Tawaghat Oharchula	Uttaranchal	Sarda	R	137.2	310	
88	Kalika Dantu	Uttaranchal	Sarda	R	63.2	140	PFR--200MW
89	Mapang Bogudiyar	Uttaranchal	Gori Ganga	R	53.8	185	PFR--230MW
90	Bogudiyar Sirkaribhyol	Uttaranchal	Gori Ganga	R	71.2	240	PFR--170MW
91	Sirkaribhyol Rupsiya Bagar	Uttaranchal	Gori Ganga	R	43.3	145	PFR--210MW
92	Rupsiya Bagar Khasiyabara	Uttaranchal	Gori Ganga	R	82.3	280	PFR--260MW
93	Devibagar Kharoli	Uttaranchal	Gori Ganga	R	19.3	40	
94	Kharoli Lumti Tali	Uttaranchal	Gori Ganga	R	45.2	105	PFR--55MW
95	Garjia Dam	Uttaranchal	Gori Ganga	S	193.8	295	
96	Bageshwar Raikholi Chak	Uttaranchal	Sarju	R	4.2	6	
97	Raikholi Chak Kuthani	Uttaranchal	Sarju	R	4.5	7	
98	Parauli Jingal	Uttaranchal	Sarju	R	6.5	10	
99	Ramganga Dam	Uttaranchal	Ramganga	S	49.2	75	PFR--66MW
100	Pancheshwar - I	Uttaranchal	Sarda	S	889.5	1335	S & I--5600MW
101	Pancheshwar - II	Uttaranchal	Sarda	S	710	1065	
102	Tanakpur	Uttaranchal	Sarda	R	140	210	I/O--120MW
103	Balason	West Bengal	Balason	R	6.7	33	
104	Panchat Hill	Bihar	Damodar	S	23	40	I/O--40MW
105	Maithon	Bihar	Damodar	S	26	60	I/O--60MW
106	Tilaiya Dam	Bihar	Damodar	S	4.5	4	I/O--4MW
107	Kutku	Bihar	N.Koel	S	13.3	24	I/O--24MW (N.Koel)
108	Khadwan	Bihar	Sone	S	103.3	160	DPR--450MW
109	Sone Canal	Chattisgarh	Sone	R	10	10	I/O--10MW
110	Kosi Canal	Chattisgarh	Kosi	R	20	20	I/O--20MW

Appendix-5.1  
Page 9 of 24

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Assessed at PFR (L.A.MW)	Probable I.O.B.MW	Remarks
111	Eastern Gandak Canal	Chattisgarh	Gandak	R	30	40	I/O-15MW
112	Joka	Chattisgarh	Kanhar	S	18.3	28	
113	Matigoda	Chattisgarh	Mahan	S	12.3	18	
114	Kharauli	Chattisgarh	Mahan	R	31	46	
115	Pasal	Chattisgarh	Rihand	S	34	55	
116	Duniadhin	Chattisgarh	Rihand	S	50.8	80	PFR-171MW (Rehar-I)
117	Karri	Chattisgarh	Rihand	R	45	70	
118	Gopad HE Schemes	Madhya Pradesh	Gopad	S	13.8	21	
119	Naguma	Madhya Pradesh	Gopad	S	7.3	11	
120	Chorhat	Madhya Pradesh	Sone	S	24.5	55	
121	Bansagar	Madhya Pradesh	Sone	S	16.7	45	I/O-60MW (Tons-III)
122	Majhauri	Madhya Pradesh	Sone	S	11.7	17	
123	Simdi	Madhya Pradesh	Sone	S	8.3	13	
124	Beehar	Madhya Pradesh	Tons	R	9.2	30	I/O-30MW (Tons-II)
125	Tons HE Schemes	Madhya Pradesh	Tons	R	57.7	315	I/O-315MW (Tons-I)
126	Rajghat	Madhya Pradesh	Betwa	S	19.3	29	I/O-45MW
127	Dhurwara	Madhya Pradesh	Betwa	R	18.4	28	
128	Matatila	Uttar Pradesh	Betwa	S	20.8	31	I/O-30MW
129	Dhukwan	Uttar Pradesh	Betwa	R	13.6	20	
130	Lahar	Uttar Pradesh	Betwa	R	13.6	20	
131	Orchha	Uttar Pradesh	Betwa	R	26	39	
132	Jamni	Uttar Pradesh	Jamni	S	3.5	5	
133	Rihand	Uttar Pradesh	Rihand	S	136	300	I/O-300MW
134	Obra	Uttar Pradesh	Rihand	R	41	99	I/O-99MW
135	Khatima	Uttar Pradesh	Sarda	R	33.3	41	I/O-41.4MW
136	Ganga Canal	Uttar Pradesh	Ganga	R	29.3	45	I/O-45.2MW
137	Eastern Yamuna Canal	Uttar Pradesh	Yamuna	R	35	35	I/O-30MW (Kulhal)
138	Western Yamuna Canal	Haryana	Yamuna	R	64	64	I/O-14.4MW
139	Gandhi Sagar	Rajasthan	Chambal	S	75	115	I/O-45.2MW
140	Rana Pratap Sagar	Rajasthan	Chambal	S	90	172	I/O-172MW
141	Jawahar Sagar	Rajasthan	Chambal	R	53	99	I/O-99MW
142	Right Bank Main Canal	Rajasthan	Chambal	R	6	6	I/O-6MW
<b>Total</b>	<b>(Ganga Basin 142 schemes)</b>				<b>10684</b>	<b>20664</b>	

**Appendix-5.1**  
**Page 10 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Installed at MVA L.F. (km)	Installed I/O (MW)	Remarks
<b>Central Indian Rivers</b>							
1	Subernrekha St-I	Jharkhand	Subernrekha	S	15.8	24	I/O-65MW
2	Subernrekha St-II	Jharkhand	Subernrekha	R	8.3	12	I/O-65MW
3	Kanchi	Jharkhand	Kanchi	S	8.7	13	
4	Subernrekha MPP	Jharkhand	Subernrekha	S	19.7	30	I/C-8MW (Chandli)
5	Koel Karo St-II (Basia PH)	Jharkhand	S.Koel	S	10.7	16	
6	Koel Karo St-II (Loenga PH)	Jharkhand	S.Koel	R	5	7	
7	Koel Karo St-I (Raitori PH)	Jharkhand	S.Koel	R	12.8	19	
8	Koel Karo St-I (Lumpungkhei PH)	Jharkhand	N.Koel	S	96	145	
9	Sarengada	Jharkhand	N.Koel	R	24.7	37	
10	Dolki	Jharkhand	Brahmani	R	10.8	16	
11	South Karo	Jharkhand	S.Karo	S	6.6	10	
12	Upper Sankh St-I	Jharkhand	Sankh	S	3.8	6	
13	Upper Sankh St-II	Jharkhand	Sankh	R	36	55	
14	Lower Sankh	Jharkhand	Sankh	S	35.3	55	
15	Dumki	Jharkhand	Sankh	R	13.2	20	
16	Burhabalang	Orissa	Burhabalang	S	2.5	4	
17	Salandi (Hadagarh)	Orissa	Salandi	S	2	3	
18	Kanupar	Orissa	Baitami	S	3.7	5	
19	Bhimkund	Orissa	Baitami	S	19.5	29	
20	Baljori	Orissa	Baitami	S	152.3	230	PFR-178MW
21	Lodan	Orissa	Brahmani	S	27.8	42	
22	Rengali	Orissa	Brahmani	S	88.2	135	I/O-250MW
23	Naraj	Orissa	Mahanadi	S	143.5	215	PFR-287MW
24	Tikkarpara	Orissa	Mahanadi	S	134.7	205	PFR-259MW
25	Hirakud St-III	Orissa	Mahanadi	R	116.2	175	I/O-37.5MW
26	Hirakud St-II	Orissa	Mahanadi	R	100.7	155	I/O-72MW
27	Hirakud St-I	Orissa	Mahanadi	S	98.8	150	I/O-220MW
28	Hasdeo (Bango)	Chattisgarh	Hasdeo	S	33.7	55	I/O-120MW
29	Rusa	Madhya Pradesh	Narmada	S	6.2	9	
30	Dharapur	Madhya Pradesh	Narmada	S	4.7	7	
31	Deori	Madhya Pradesh	Narmada	S	8.5	13	
32	Biswahi (Rosra)	Madhya Pradesh	Narmada	S	14.7	22	
33	Burner	Madhya Pradesh	Burner	S	18.3	28	
34	Basania	Madhya Pradesh	Narmada	R	38.3	60	PFR-90MW
35	Bergi	Madhya Pradesh	Narmada	S	74.5	115	I/O-90MW

## Appendix-5.1

Page 11 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
36	Sitaware	Madhya Pradesh	Shakkar	S	6.8	10	
37	Jahanpur	Madhya Pradesh	Narmada	S	47.7	75	
38	Narmada Sagar	Madhya Pradesh	Narmada	S	449.8	675	I/O--1000MW
39	Omkareshwar	Madhya Pradesh	Narmada	R	191	290	I/C--520MW
40	Maheshwar	Madhya Pradesh	Narmada	R	149.5	225	I/C--400MW
41	Ratamati	Madhya Pradesh	Tapti	S	7	10	
42	Ghutighat	Madhya Pradesh	Tapti	S	9.5	14	
43	Nawatha	Madhya Pradesh	Tapti	R	9	13	
44	Nandvel	Maharashtra	Purna	S	7.5	11	
45	Gima	Maharashtra	Gima	S	2.8	4	
46	Ukai Canal PH	Gujarat	Tapti	R	4.7	7	I/O--5MW
47	Ukai Dam PH	Gujarat	Tapti	S	79.2	120	I/O--300MW
48	Sardar Sarovar	Gujarat	Narmada	S	310.8	470	I/C--1450MW (Partially I/O)
49	Panam	Gujarat	Panam	S	1.3	2	
50	Ghorwara	Rajasthan	Anas	S	2.3	4	
51	Mahi Bajaj Sagar St-II	Rajasthan	Mahi	R	38.2	60	I/O--90MW
52	Mahi Bajaj Sagar St-I	Rajasthan	Mahi	S	25	37	I/O--50MW
53	Jakhm	Rajasthan	Jakhm	S	1.8	3	I/O--5MW
<b>Total (CIR 53 schemes)</b>					<b>2740.3</b>	<b>4152</b>	
<b>WEST Flowing Rivers</b>							
1	Damanganga St.-I	Gujarat	Damanganga	S	9.6	14	
2	Damanganga St.-II	Gujarat	Damanganga	R	4	6	
3	Surya	Maharashtra	Surya	S	2.8	4	I/O--6 MW
4	Pinjal I	Maharashtra	Pinjal	S	2.8	4	
5	Pinjal II	Maharashtra	Pinjal	S	4.5	7	
6	Vaitarna I	Maharashtra	Vaitarna	S	18.5	28	I/O--60 MW
7	Vaitarna II	Maharashtra	Vaitarna	R	4.7	7	
8	Vaitarna III	Maharashtra	Vaitarna	R	4.7	7	
9	Bhatsa R.B.C.	Maharashtra	Bhatsa	S	2.2	3	I/O--15 MW
10	Bhatsa R.B.C.	Maharashtra	Bhatsa	S	6.3	10	
11	Kalu	Maharashtra	Kalu	S	10.7	16	
12	Dolwahal	Maharashtra	Kundalik	R	7	10	
13	Bhira Tail Race	Maharashtra	Kundalik	R	34	55	I/O--80 MW
14	Kapshi	Maharashtra	Kapshi	S	9	13	
15	Bav	Maharashtra	Bav	S	14.8	22	DPR (20 MW)

## Appendix-5.1

Page 12 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
16	Kajvi	Maharashtra	Kajvi	S	9.5	14	
17	Machkandi	Maharashtra	Machkandi	S	7.2	11	
18	Vaghotan	Maharashtra	Vaghotan	S	12.8	19	
19	Gad	Maharashtra	Gad	S	14.2	21	
20	Tillari	Maharashtra	Tillari	S	26	39	I/O .-60 MW
21	Sonal	Goa	Mandavi	S	35.7	55	
22	Kotni	Karnataka	Mandavi	S	16	24	
23	Krishnapur	Karnataka	Mandavi	R	137.5	210	
24	Kalinadi I (Supa)	Karnataka	Kalinadi	S	90.5	140	I/O .-100 MW
25	Kalinadi I (Dandeli II)	Karnataka	Kalinadi	R	37.5	60	I/O .-855 MW
26	Kalinadi I (Nagihari)	Karnataka	Kalinadi	S	567.8	855	
27	Kalinadi I (Kadassali)	Karnataka	Kalinadi	S	62.7	95	I/O .-120 MW
28	Kalinadi I (Kadra)	Karnataka	Kalinadi	S	66	100	I/O .-150 MW
29	Kalinadi I (Mardi)	Karnataka	Kalinadi	S	116.3	175	
30	Gangavalli (Bedti) St.I	Karnataka	Gangavalli	S	252.2	380	PFR (400 MW)
31	Gangavalli (Sonda) St.II	Karnataka	Gangavalli	S	68.2	105	
32	Aghnashini	Karnataka	Aghnashini	S	246.7	370	PFR (600 MW)
33	Bannehole	Karnataka	Bannehole	S	34.7	55	
34	Linganamakki	Karnataka	Saravathi	S	80.7	125	I/O .-55 MW
35	Saravathi	Karnataka	Saravathi	R	909	1365	I/O .-1006.2 MW
36	Saravathi Tail Race	Karnataka	Saravathi	R	102.8	157	I/D .-240 MW
37	Mani Dam	Karnataka	Varahi	S	9.5	14	I/O .-9 MW
38	Varahi	Karnataka	Varahi	R	201	305	I/O .-230 MW (ext.-230MW)
39	Machhattu	Karnataka	Varahi	R	23.2	35	
40	Neria	Karnataka	Neria	S	7.8	12	
41	Netravathy	Karnataka	Netravathy	S	37.5	60	
42	Sirpadi	Karnataka	Netravathy	R	22.2	38	
43	Gundia	Karnataka	Gundia	S	13	20	PFR(300 MW)
44	Kumaradhari	Karnataka	Kumaradhari	S	32.8	49	
45	Barapole I	Karnataka	Barapole	S	222.5	335	Inter-State Aspect



**Appendix-5.1**  
**Page 13 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
46	Baraple II	Kerala	Barapole	R	56.3	85	
47	Kuttiyadi	Kerala	Kuttiyadi	S	53.2	80	I/O -125 MW
48	Chalipuzha	Kerala	Baypore	S	33.3	50	
49	Cholathipuzha	Kerala	Baypore	S	52.2	80	
50	Pandiyar Punnapuzha II	Kerala	Pandiyar	R	53.7	85	Returned (70 MW)
51	Silent Valley	Kerala	Kundipuzha	S	85.2	130	
52	Idukki I & II	Kerala	Periyar	S	373.8	565	I/O -780 MW
53	Iddukki III	Kerala	Periyar	S	86.7	130	
54	Lower Periyar	Kerala	Periyar	R	94.5	145	I/O -180MW
55	Pallivasal Replacement	Kerala	Mudirapuzha	S	124.5	190	I/O-37.5MW
56	Sengulam	Kerala	W. Kallar	S	36	55	I/O -48 MW
57	Anayirankal	Kerala	Panniar	S	7.2	11	
58	Rajakad P/H	Kerala	Mudirapuzha	S	15.2	23	
59	Mudirapuzha	Kerala	Mudirapuzha	R	11.7	17	
60	Panniar Perinjankutty	Kerala	Panniar	R	6.7	10	PFR (60 MW)
61	Panniar	Kerala	Panniar	S	27	40	I/O -30 MW
62	Neriamangalam	Kerala	Mudirapuzha	R	43.5	65	I/O -45 MW
63	Perinjankutty	Kerala	Perinjankutty	S	79.2	120	PFR(60 MW)
64	Manali	Kerala	Idamlayar	S	24.3	36	
65	Kudal	Kerala	Idamlayar	S	31.2	47	
66	Manikulam	Kerala	Puyankutty	S	5.5	14	
67	Puyanukutty	Kerala	Puyanukutty	S	189.3	285	
68	Idamalayar	Kerala	Idamalayar	S	35	55	I/O -75MW
69	Sholaiyar	Kerala	Sholaiyar	S	48.3	75	I/O -54 MW
70	Anaikayam	Kerala	Chalakuddi	S	7.8	12	
71	Karapara	Kerala	Karapara	S	8	12	
72	Pullikallar	Kerala	Kuriakutty	S	9.7	14	
73	Kuriakutty	Kerala	Kuriakutty	S	41	65	PFR( 66 MW)
74	Poringalkuthu(R.B)	Kerala	Chalakuddi	S	41.3	65	I/O -32 MW
75	Poringalkuthu(L.B)	Kerala	Chalakuddi	S	38	60	I/O -16 MW
76	Adirapally	Kerala	Chalakuddi	R	41.5	65	DPR (163 MW)
77	Sabarigiri	Kerala	Pamba	S	270.3	410	I/O -300 MW
78	Kakkad	Kerala	Kakkad	R	47.7	75	I/O -50 MW
79	Lower Sabarigiri	Kerala	Kakkad	S	34	55	
80	Twin Kallar Multipurpose	Kerala	Achankovil	S	43.7	65	

**Appendix-5.1**  
**Page 14 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
81	Kallada	Kerala	Kallada	S	9.8	15	I/O -15 MW
82	Upper Pandiyar I	Tamil Nadu	Pandiyar	S	7.3	11	
83	Upper Pandiyar II	Tamil Nadu	Pandiyar	R	4	8	
84	Pandiyar-Punnapuzha I	Tamil Nadu	Pandiyar	S	81	125	Inter-State Aspect
85	Akkamalai	Tamil Nadu	Bharatpuzha	R	4.2	14	
86	Upper Aliyar	Tamil Nadu	Bharatpuzha	S	20	90	I/O -60 MW
87	Periyar Lake	Tamil Nadu	Periyar	S	95.2	145	I/O -140 MW
88	Nirar	Tamil Nadu	Idamalayar	R	5.5	26	
89	Sholaiyar- I	Tamil Nadu	Sholaiyar	S	47.2	75	I/O -70 MW
90	Sholaiyar- II	Tamil Nadu	Sholaiyar	S	9	14	I/O -25 MW
91	Sartarpathi	Tamil Nadu	Periyar	S	21.8	33	I/O -30 MW
92	Kodayar I	Tamil Nadu	Kodayar	S	43.2	65	I/O -60 MW
93	Kodayar II	Tamil Nadu	Kodayar	R	19.8	30	I/O -40 MW
94	Paraliyar	Tamil Nadu	Paraliyar	R	25.7	39	
<b>Total ( West Flowing Rivers)</b>					<b>6149</b>	<b>9430</b>	
<b>EAST FLOWING RIVERS</b>							
1	Upper Indravati	Orissa	Indravati	S	387.7	585	I/O 600 MW
2	Upper Kolab	Orissa	Sabari	S	184	280	I/O 320 MW
3	Lower Kolab	Orissa	Sabari	S	247.3	375	PFR 465 MW
4	Balimela	Orissa	Balimela	S	267.7	405	I/C-210MW
5	Potteru PH-I	Orissa	Potteru	R	3	3	
6	Potteru PH-II	Orissa	Potteru	R	3	3	
7	Konta	Chhattisgarh	Sabari	R	41.7	65	
8	Chitrakot	Chhattisgarh	Indravati	S	25.5	38	
9	Bodhghat	Chhattisgarh	Indravati	S	197	295	DPR for 500 MW
10	Gudra	Chhattisgarh	Gudra	S	14.8	22	
11	Kutlu-I	Chhattisgarh	Indravati	S	66.8	100	Returned 150 MW
12	Kutlu-II	Chhattisgarh	Indravati	S	102.3	155	Returned 150 MW
13	Nugur-I	Chhattisgarh	Indravati	S	104.3	160	PFR 170 MW
14	Bhopalapatnam	Chhattisgarh	Indravati	S	475.8	715	Returned 1000 MW
15	Nugur-II	Chhattisgarh	Indravati	S	177.7	270	PFR 210 MW
16	Kotli	Chhattisgarh	Kotli	S	45.3	70	PFR 150 MW
17	Sone	Madhya Pradesh	Sone	S	3.2	5	Returned 100 MW
18	Deo-Ama	Madhya Pradesh	Deo-Ama	S	8.7	13	
19	Ataria	Madhya Pradesh	Wainganga	S	9.7	15	
20	Tikari	Madhya Pradesh	Bawanthri	S	6.8	10	

**Appendix-5.1**  
**Page 15 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

S/No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F. (MW)	Probable I.C. (MW)	Remarks
21	Kahan-I	Madhya Pradesh	Kanhan	S	16.2	24	Returned 90 MW
22	Kahan-II	Madhya Pradesh	Kanhan	R	9.2	14	
23	Kanhan-III	Madhya Pradesh	Kanhan	R	15.5	23	
24	Kanhan-IV	Madhya Pradesh	Kanhan	S	5.8	9	
25	Pench	Maharashtra	Pench	S	55.8	85	I/O 160 MW
26	Pathri	Maharashtra	Wainganga	S	12.7	40	
27	Wainganga	Maharashtra	Wainganga	S	98.3	150	PFR 105 MW
28	Samda	Maharashtra	Pranhita	R	61	95	PFR 52 MW
29	Ghargaon	Maharashtra	Pranhita	R	67.7	105	PFR 52 MW
30	Kunghara	Maharashtra	Pranhita	R	74.8	115	PFR 72 MW
31	Bande	Maharashtra	Bande	S	9.8	15	
32	Pranhita	Maharashtra	Pranhita	S	204	310	PFR 48 MW
33	Manusdari	Maharashtra	Aran	S	4.5	7	
34	Saiphai	Maharashtra	Penganga	R	9.2	20	
35	Sahasrakund II	Maharashtra	Penganga	R	8	12	
36	Sahasrakund I	Maharashtra	Penganga	S	19.2	29	
37	Purna (Yeldari)	Maharashtra	Purna	S	11.8	18	I/O 22.5 MW
38	Bhandardara III	Maharashtra	Pravara	R	2.2	10	
39	Bhandardara II	Maharashtra	Pravara	R	9.2	14	I/O 34 MW
40	Bhandardara I	Maharashtra	Pravara	S	11.5	17	
41	Manikdoh	Maharashtra	Kukadi	S	5.5	8	I/O 6 MW
42	Bibi	Maharashtra	Bhima	S	4.5	7	
43	Bhivpuri	Maharashtra	Andhra	S	54.2	85	I/O 72 MW
44	Khopoli	Maharashtra	Ganga	S	45.3	70	I/O 72 MW
45	Pauna	Maharashtra	Pauna	S	3.7	5	
46	Bhira	Maharashtra	Mula	S	143.5	215	I/O-380 MW
47	Virbaji	Maharashtra	Mutha	S	7.3	11	
48	Panshet	Maharashtra	Mutha	S	5.7	8	
49	Bhatghar	Maharashtra	Nira	S	12	18	I/O 16 MW
50	Vir	Maharashtra	Nira	S	6	9	I/O 9 MW
51	Girvi	Maharashtra	Nira	S	5.3	8	
52	Ujjani	Maharashtra	Bhima	S	11.5	17	I/O 12 MW
53	Deodi	Maharashtra	Bhima	R	3.7	9	
54	Kas	Maharashtra	Urmodi	S	5	7	
55	Koyna St-IV	Maharashtra	Koyna	S	230.5	350	I/O 1000MW
56	Koyna St-III	Maharashtra	Koyna	R	94	145	I/O 320MW
57	Koyna St-I & II	Maharashtra	Koyna	S	162.8	245	I/O 600MW
58	Koyna Dam PH	Maharashtra	Koyna	S	42.8	65	I/O 40 MW
59	Patharpun]	Maharashtra	Varna	S	19.3	29	
60	Kadvi	Maharashtra	Varna	S	141.8	215	PFR 22 MW

**Appendix-5.1**  
**Page 16 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

S/No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
61	Varna	Maharashtra	Varna	S	18	27	I/O 16 MW
62	Kasari-I	Maharashtra	Kasari	S	140.7	215	
63	Kasari-II	Maharashtra	Kasari	R	8.8	13	PFR 25 MW
64	Kubhi-I	Maharashtra	Penganga	S	113.2	170	
65	Kumbhi-I	Maharashtra	Penganga	R	18	27	PFR 17 MW
66	Dudhganga	Maharashtra	Dudhganga	S	10	15	I/O 24 MW
67	Hiranyakeshi II	Maharashtra	Vedganga	S	269	405	
68	Hiranyakeshi I	Maharashtra	Hiranyakeshi	S	16.2	24	PFR 18 MW
69	Singur	Andhra Pradesh	Manjra	S	6.2	9	I/O 15 MW
70	Nizamsagar	Andhra Pradesh	Manjra	S	7.2	11	I/O 10 MW
71	Pochampad	Andhra Pradesh	Godavari	S	31.2	47	I/O 27 MW
72	Kuntala	Andhra Pradesh	Kaddam	S	12.7	19	
73	Inchampalli	Andhra Pradesh	Godavari	S	611.3	920	Returned 975 MW
74	singareddi	Andhra Pradesh	Godavari	R	166.3	250	
75	Dummagudem	Andhra Pradesh	Godavari	R	237.8	360	DPR- 360 MW
76	Jalaput	Andhra Pradesh	Machkund	S	17	25	DPR - 18 MW
77	Machkund	Andhra Pradesh	Machkund	R	134.2	205	I/O 114.75 MW
78	Balmela	Andhra Pradesh	Sileru	S	41.8	65	I/O 360 MW
79	Upper Sileru	Andhra Pradesh	Sileru	S	97.3	150	I/O-240 MW
80	Donkarai Canal	Andhra Pradesh	Sileru	S	29.3	44	I/O 25 MW
81	Lower Sileru	Andhra Pradesh	Sileru	R	256.8	385	I/O 460 MW
82	Polavaram	Andhra Pradesh	Godavari	S	363.5	545	Returned 720 MW
83	Pulichintala	Andhra Pradesh	Krishna	S	119.8	180	Returned 60 MW
84	Pondugala	Andhra Pradesh	Krishna	S	60.8	95	PFR 81 MW
85	Nagarjunaasagar LBC	Andhra Pradesh	Krishna	R	27.8	42	I/O 60 MW

**Appendix-5.1**  
**Page 17 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

SI No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
86	Nagarjunasagar Dam PH	Andhra Pradesh	Krishna	S	73.3	115	I/O 810 MW
87	Nagarjunasagar RBC	Andhra Pradesh	Krishna	R	30.2	45	I/O 60 MW + 30 MW
88	Srisaillam	Andhra Pradesh	Krishna	S	516	775	I/O 770 MW + 900 MW
89	Tungbhadra HLC	Andhra Pradesh	Bhadra	R	21.7	32	
90	Priyadarshini	Andhra Pradesh	Krishna	R	46.5	105	I/C 234 MW
91	Jaldurg	Karnataka	Krishna	R	180.3	270	
92	Narayanpur	Karnataka	Krishna	R	45.5	70	I/O 11.6 MW
93	Almatti	Karnataka	Krishna	S	105.2	160	I/C- 290 MW, I/O 180 MW)
94	Ghataprabha	Karnataka	Tungabhadra	S	27	41	I/O 32 MW
95	Mallapur	Karnataka	Tungabhadra	R	7.5	11	I/O 9 MW
96	Shivpur	Karnataka	Tungabhadra	R	17.3	26	I/O 18 MW
97	Munirabad	Karnataka	Tungabhadra	S	27.7	41	I/O 27 MW
98	Hampi	Karnataka	Tungabhadra	R	22.3	34	I/O 36 MW
99	Tungbhadra RBC	Karnataka	Tungabhadra	S	18	27	
100	Bhadra LBC	Karnataka	Bhadra	R	2.5	4	I/O- 33.2 MW
101	Tungbhadra Dam PH	Karnataka	Bhadra	S	24	36	I/O 36 MW
102	Bhadra RBC	Karnataka	Bhadra	R	11.8	18	I/O 6 MW
103	Holalu	Karnataka	Bhadra	S	13.8	21	
104	Krishnarajasagar	Karnataka	Cauvery	S	35.2	55	
105	Kabini	Karnataka	Kabini	S	12.8	19	Returned 20 MW
106	Shivasamudram	Karnataka	Cauvery	R	29	44	Returned 270 MW
107	Shimsa PH-I	Karnataka	Cauvery	R	20.7	31	
108	Cauvery PH-I	Karnataka	Cauvery	R	154.8	235	Returned 360 MW
109	Shimsa PH-II	Karnataka	Shimsa	R	27.8	42	
110	Arkavathi	Karnataka	Arkavathi	R	14.8	42	
111	Cauvery PH-II	Karnataka	Cuvery	R	107.5	165	Returned 850 MW
112	Cauvery PH-III	Karnataka	Cauvery	R	59.8	90	

**Appendix-5.1**  
**Page 18 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
113	Cauvery PH-IV	Karnataka	Cauvery	R	24.2	36	
114	Mettur Dam PH	Tamil Nadu	Cauvery	S	21.5	32	I/O 40 MW
115	Mettur Tunnel PH	Tamil Nadu	Cauvery	S	66.3	100	I/O 200 MW
116	Lower Mettur	Tamil Nadu	Cauvery	R	76.2	115	I/D -120MW
117	Bhawani Kattalai	Tamil Nadu	Cauvery	R	74.8	115	I/C - 90 MW & Returned- 90 MW
118	Lower Bhawani	Tamil Nadu	Bhavani	S	23	34	I/D 8 MW
119	Lower Moyar	Tamil Nadu	Moyar	S	22.2	33	
120	Moyar	Tamil Nadu	Moyar	R	49.8	75	I/O 36 MW
121	Pykara (Singara)	Tamil Nadu	Moyar	S	76.3	115	I/O 69.75 MW
122	Pykara (Ultimate)	Tamil Nadu	Moyar	S	39	60	I/C 150 MW
123	parson's Valley (Kundah 6)	Tamil Nadu	Moyar	S	8.2	12	I/O 30 MW
124	parson's Valley (Kundah 5)	Tamil Nadu	Bhavani	S	10.3	16	I/O 40 MW
125	Avaiaanche Em'ld (Kundah-1)	Tamil Nadu	Kundah	S	45.7	70	I/O 60 MW
126	Kundapallam (Kundah 2)	Tamil Nadu	Kundah	R	105	160	I/O 175 MW
127	Pengumbahalla (Kundah 3)	Tamil Nadu	Kundah	R	61.5	95	I/O 180 MW
128	Pillur (Kundah-4)	Tamil Nadu	Bhavani	S	16.5	25	I/O 100 MW
129	Nelliathurai	Tamil Nadu	Bhavani	S	8.8	13	
130	Koonoor - Kallar	Tamil Nadu	Kallar	R	7	10	
131	Upper Amravathi	Tamil Nadu	Amravathi	S	13.2	20	
132	Shanmukhanadi	Tamil Nadu	Amravathi	S	15.5	23	Returned 30 MW
133	Kunnur	Tamil Nadu	Suruliar	R	8.8	13	
134	Kambam	Tamil Nadu	Suruliar	R	6.5	10	
135	Tumbaikuntam	Tamil Nadu	Vaigai	S	4.3	7	
136	Vairavan	Tamil Nadu	Suruliar	R	16.2	24	
137	Surullar	Tamil Nadu	Suruliar	R	19.7	30	I/O 35 MW
138	Servaiar	Tamil Nadu	Servaiar	R	8.8	13	I/O 20 MW
139	Papanasam	Tamil Nadu	Tambraparni	R	20.5	31	I/O 28 MW
140	Manthavadi	Kerala	Kabini	S	130.7	200	Returned 240 MW
	Total (EFR Rivers)				9532	14511	

Appendix-5.1  
Page 19 of 24

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

S No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.MW	Estimated L.O.MW	Remarks
<b>BRAHMAPUTRA BASIN</b>							
1	Hutong	Arunachal Pr.	Luhit	ROR	425.8	950	PFR-3000MW-Storage
2	Gimlang	Arunachal Pr.	Dau	ROR	14.0	31	
3	Raigan	Arunachal Pr.	Delai	ROR	15.8	32	
4	Tidding-I	Arunachal Pr.	Tiding	ROR	14.2	31	
5	Kalai	Arunachal Pr.	Luhit	ROR	1122.7	2550	PFR-2600 MW-Storage
6	Demwe	Arunachal Pr.	Luhit	S	2509.8	3765	Returned--520MW
7	Chemba	Arunachal Pr.	Tengapam	ROR	5.8	12	
8	Toyam	Arunachal Pr.	Tengapam	ROR	4.5	13	
9	Tidding-II	Arunachal Pr.	Tiding	ROR	11.0	22	
10	Diyun Dam	Arunachal Pr.	Noadihing	S	17.0	25	
11	Duliang	Arunachal Pr.	Dau	ROR	11.2	25	
12	Etalin	Arunachal Pr.	Dibang	ROR	681.2	3045	PFR-4000MW
13	Emra-II	Arunachal Pr.	Emra	ROR	180.3	870	PFR-390MW
14	Amulin	Arunachal Pr.	Matun	ROR	60.8	235	PFR-420MW
15	Emini	Arunachal Pr.	Matun	ROR	65.2	295	PFR-500MW
16	Agoline	Arunachal Pr.	Dibang	ROR	52.7	235	PFR-375MW
17	Mulinye	Arunachal Pr.	Tangon	ROR	74.8	335	
18	Emra-I	Arunachal Pr.	Emra	ROR	60.8	275	
19	Tato-II	Arunachal Pr.	Siyom	ROR	157.2	360	PFR-700MW
20	Naying	Arunachal Pr.	Siyom	ROR	218.7	495	PFR-1000MW
21	Passighat	Arunachal Pr.	Dihang	S	9788.3	14685	
22	Mihundon	Arunachal Pr.	Dibang	ROR	32.2	145	PFR-400MW
23	Attunli	Arunachal Pr.	Angon	ROR	45.8	175	PFR-500MW
24	Elango	Arunachal Pr.	Ahi	ROR	37.3	180	PFR-150MW
25	Yangsang	Arunachal Pr.	Yangsang	ROR	29.2	70	
26	Rigong	Arunachal Pr.	Rigong	ROR	50.8	130	PFR-150MW
27	Mirak	Arunachal Pr.	Sigong	ROR	64.2	160	PFR-141MW
28	Minnying	Arunachal Pr.	Sigong	ROR	56.0	195	
29	Pauk	Arunachal Pr.	Yarjap	ROR	22.0	50	
30	Heo	Arunachal Pr.	Yarjap	ROR	39.8	90	
31	Jarong	Arunachal Pr.	Siyom	ROR	45.5	85	
32	Hirong	Arunachal Pr.	Siyom	ROR	79.3	180	PFR-3000MW
33	Tato-I	Arunachal Pr.	Yarjap	ROR	33.2	80	
34	Gameng	Arunachal Pr.	Sike	ROR	16.3	37	
35	Jaru	Arunachal Pr.	Yamne	S	34.3	60	
36	Yapin	Arunachal Pr.	Yamne	ROR	60.3	95	
37	Pengging	Arunachal Pr.	Yamne	ROR	35.3	60	
38	Sesseri	Arunachal Pr.	Sesseri	ROR	23.5	55	
39	Dibang Stor.	Arunachal Pr.	Dibang	S	1570.2	2355	
40	Oju-I	Arunachal Pr.	Subansiri	ROR	680.3	1925	PFR-700MW
41	Oju-II	Arunachal Pr.	Subansiri	ROR	912.7	2580	PFR-1000MW
42	Niare	Arunachal Pr.	Subansiri	ROR	560.5	1405	PFR-800MW

## Appendix-5.1

Page 20 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

Sl.No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F. (MW)	Probable LC (MW)	Remarks
43	Naba	Arunachal Pr.	Subansiri	ROR	514.2	1290	PFR-1000MW
44	Heglo	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	166.0	250	
45	Kurung Dam-I	Arunachal Pr.	Kurung	S	130.3	200	PFR-330MW
46	Kurung Dam-II	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	74.3	115	
47	Tammu	Arunachal Pr.	Siu	ROR	37.0	55	
48	Milli	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	29.2	75	
49	Sape	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	16.8	38	
50	Chomi	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	35.0	80	
51	Chela	Arunachal Pr.	Kurung	ROR	32.2	75	
52	Nyepin	Arunachal Pr.	Payam	ROR	14.0	32	
53	Hiya	Arunachal Pr.	Payam	ROR	17.8	41	
54	Tamen	Arunachal Pr.	Kamala	ROR	98.7	175	
55	Par	Arunachal Pr.	Dikrong	ROR	29.0	65	
56	Dardu	Arunachal Pr.	Dikrong	ROR	27.0	60	
57	Yazali Storage	Arunachal Pr.	Ranga	S	62.3	95	
58	Dudmukh Storage	Arunachal Pr.	Dikrong	S	111.3	170	
59	Subansiri Dam	Arunachal Pr.	Subansiri	S	3011.7	4520	CEA CL-2000MW, Suban lower
60	Tago-I	Arunachal Pr.	Yarjap	ROR	24.0	55	I/O-4.5MW
61	Tago-II	Arunachal Pr.	Siyom	ROR	6.3	13	
62	Yazali Div. II	Arunachal Pr.	Ranga	ROR	276.3	415	
63	Siri	Arunachal Pr.	Zjiya Dhol	S	10.7	16	
64	Kimin	Arunachal Pr.	Panyor	ROR	14.8	22	
65	Bichom-I	Arunachal Pr.	Bichom	ROR	134.7	205	
66	Bhareli Lift Dam-I	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	144.2	240	PFR-1120MW
67	Bhareli Lift Dam-II	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	198.8	330	PFR-600MW
68	Tenga	Arunachal Pr.	Tenga	S	181.3	275	PFR-600MW
69	Kameng Dam	Arunachal Pr.	Kameng	S	184.5	280	PFR-600MW
70	Kimi	Arunachal Pr.	Bichom	ROR	356.5	535	
71	Chanda	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	26.8	110	PFR-110MW
72	Badao	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	31.2	120	PFR-120MW
73	Rebby	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	7.8	30	
74	Para	Arunachal Pr.	Kameng	ROR	13.7	55	
75	Talong	Arunachal Pr.	Kameng	S	36.2	150	PFR-300MW
76	Satuk	Arunachal Pr.	Pachuk	ROR	18.2	47	
77	Kapak Leyak	Arunachal Pr.	Pachuk	ROR	49.8	195	PFR-160MW
78	Lachung	Arunachal Pr.	Pachi	ROR	10.8	41	
79	Phanchung	Arunachal Pr.	Pachi	ROR	22.8	90	PFR-60MW
80	Utung	Arunachal Pr.	Bichom	ROR	51.0	110	PFR-100MW
81	Nazong	Arunachal Pr.	Bichom	ROR	30.5	65	
82	Dibbin	Arunachal Pr.	Bichom	ROR	44.8	95	PFR-100MW
83	Khuitam	Arunachal Pr.	Digen	ROR	15.5	29	
84	But	Arunachal Pr.	Digen	ROR	14.0	26	



**Appendix-5.1**  
**Page 21 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
85	Mathithing	Arunachal Pr.	Digen	RDR	19.7	40	
86	Bichom Storage-I	Arunachal Pr.	Bichom	S	124.2	190	
87	Pichang	Arunachal Pr.	Kuru	S	20.5	31	
88	Tarang Warang	Arunachal Pr.	Pacha	ROR	15.7	65	PFR-30MW
89	Sepia	Arunachal Pr.	Pacha	ROR	12.0	46	
90	Pasar	Arunachal Pr.	Pasar	S	21.0	32	
91	Pakke	Arunachal Pr.	Pakke	ROR	29.0	120	PFR-110MW
92	Seba	Arunachal Pr.	Pakke	ROR	26.5	105	PFR-80MW
93	Papu	Arunachal Pr.	Papu	S	104.3	160	PFR-200MW
94	Tabay	Arunachal Pr.	Pachuk	ROR	9.5	24	
95	Doom	Arunachal Pr.	Digen	ROR	2.8	4	
96	Djrang	Arunachal Pr.	Sandti	ROR	4.0	6	
97	Thembang	Arunachal Pr.	Digen	ROR	11.8	20	
98	Chaurate	Arunachal Pr.	Papu	ROR	8.2	25	
99	Yangman Stor.	Arunachal Pr.	Burhi Dihing	S	38.8	60	
100	Tipang	Arunachal Pr.	Tirap	S	50.5	80	
101	Lungchang	Arunachal Pr.	Tirap	ROR	13.3	21	
102	Mpopnong	Arunachal Pr.	Burhi Dihing	ROR	10.8	16	
103	Dikhu Lift Dam	Nagaland	Dikhu	S	81.8	125	PFR-140MW
104	Yangnyu Stor.	Nagaland	Dikhu	S	90.2	135	PFR-80MW
105	Jhanji storage	Nagaland	Jhanji	S	49.0	75	
106	Doyang-V	Nagaland	Doyang	S	35.3	55	I/C-75MW
107	Dikhu Dam P.H.	Nagaland	Dikhu	ROR	310.5	470	
108	Jhanji Lift Dam	Nagaland	Jhanji	ROR	12.3	21	
109	Diphupani	Nagaland	Diphu	S	6.3	9	
110	Rengma	Nagaland	Rengma	S	8.0	12	
111	Doyang-IV	Nagaland	Doyang	ROR	12.0	18	
112	Doyang-III	Nagaland	Doyang	ROR	8.7	13	
113	Doyang-II	Nagaland	Doyang	ROR	9.3	14	
114	Doyang-I	Nagaland	Doyang	S	10.7	16	
115	Sakhal-II	Nagaland	Tizu	ROR	20.3	31	
116	Khuzami	Nagaland	Tizu	S	21.5	32	
117	Rurrur	Nagaland	Zangki	S	24.0	36	
118	Zungki	Nagaland	Zangki	S	32.3	48	
119	Laruni	Nagaland	Tizu	ROR	52.0	80	
120	Tizu	Nagaland	Tizu	S	243.0	365	PFR-150MW
121	Sakhal I	Nagaland	Tizu	S	5.3	8	
122	Sakhal III	Nagaland	Tizu	ROR	7.0	11	
123	Dilli Stor.	Assam	Disang	S	21.8	33	
124	Disai Dam P/H	Assam	Disai	S	10.2	15	
125	Kalieni	Assam	Kalieni	S	9.7	15	

**Appendix-5.1**  
**Page 22 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
126	Jamuna Dam P/H	Assam	Jamuna	S	19.0	28	
127	Diyung Dam P/H	Assam	Diyung	S	31.5	47	
128	Langley	Assam	Borpani	ROR	24.3	37	
129	Kopili I	Assam	Kopili	S	21.8	50	I/O-250MW
130	Kopili II	Assam	Kopili	S	91.0	265	I/O-25MW
131	Lower Borpani	Assam	Borpani	ROR	57.5	90	I/C-100MW
132	Amring	Assam	Amring	S	26.5	40	
133	Upper Borpani	Assam	Borpani	S	37.7	60	Returned-60MW.
134	Umrina	Meghalaya	Kulsi	ROR	8.2	14	
135	Umlamphang	Meghalaya	Umiām	ROR	14.2	28	I/C-36MW,Umiām-I
136	Umiām Umtru-III	Meghalaya	Umiām	ROR	27.0	41	I/O-18MW,Umiām-II
137	Umiām Umtru-IV	Meghalaya	Umiām	ROR	25.2	38	I/C-60MW
138	Umiām Umtru-V	Meghalaya	Umiām	ROR	18.0	27	Under S&I
139	Umiām Umtru-VI	Meghalaya	Umiām	S	95.7	145	
140	Sumar-I	Meghalaya	Umiām	S	7.5	11	
141	Sumar-II	Meghalaya	Umtru	ROR	3.7	6	
142	Umtru (Existing)	Meghalaya	Umtru	ROR	9.3	11	I/O-11MW
143	Simsang Dam P.H.	Meghalaya	Somesnri	S	40.8	65	
144	Kynshi-I Stor.	Meghalaya	Kynshi	S	196.8	295	
145	Susher	Meghalaya	Mynidu	ROR	30.0	150	PFR-65MW
146	Selin	Meghalaya	Mynidu	S	37.5	125	PFR-170MW
147	Umjaut	Meghalaya	Umjaut	ROR	9.5	85	PFR-69MW
148	Umduma	Meghalaya	Umtrew	ROR	13.0	95	PFR-57MW
149	Marhu	Meghalaya	Umtru	ROR	16.2	90	PFR(Mawhu)-120MW
150	Nonglyngkien	Meghalaya	Umtru	ROR	11.7	47	
151	Umngi Storage	Meghalaya	Umngi	S	23.3	35	PFR-54MW
152	Rangmaw	Meghalaya	Umngi	ROR	16.0	42	PFR-65MW
153	Nongkolait	Meghalaya	Umngi	ROR	55.8	180	PFR-120MW
154	Nongnam	Meghalaya	Umngi	ROR	9.0	36	PFR-50MW
155	Mawpat	Meghalaya	Umngi	ROR	10.5	55	PFR-21MW
156	Kynshi-II	Meghalaya	Umrilang	ROR	116.2	175	
157	Nongmawlar	Meghalaya	Kynshi	ROR	7.7	29	
158	Mawsyrapat	Meghalaya	Kynshi	ROR	11.7	45	
159	Mawthaba	Meghalaya	Kynshi	S	26.3	70	
160	Mawblei Storage	Meghalaya	Kynshi	S	44.2	100	PFR-140MW
161	Amagam Storage	Meghalaya	Rongdi	S	23.5	35	
162	Umngot Stor.	Meghalaya	Umngot	S	125.5	265	Under S&I
163	Nongpadu	Meghalaya	Umngot	ROR	16.2	24	
164	Umkrām	Meghalaya	Kynshi	S	7.3	11	

**Appendix-5.1**  
**Page 23 of 24**

**HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS**  
**(As Identified in Re-assessment Study 1978-87)**

Sl No	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
165	Sidugiri	Meghalaya	Rongdi	ROR	12.7	19	
166	Teesta High Dam	West Bengal	Teesta	S	1670.0	2505	I/C-132MW, Low dam-III, CEA CI-160MWLD V
167	Ramam-I	West Bengal	Rmmam	ROR	17.0	70	
168	Ramam-II	West Bengal	Rmmam	ROR	23.5	85	I/O-50MW
169	Ramam-III	West Bengal	Rmmam	ROR	27.2	100	
170	Jaldhaka-I	West Bengal	Jaldhaka	ROR	31.7	36	I/O-27MW
171	Jaldhaka-II	West Bengal	Jaldhaka	ROR	10.2	12	I/O-8MW
172	Lunglang Stor.	Mizoram	Tyao	S	459.0	690	PFR-815MW
173	Boinu Stor.	Mizoram	Kaldan	S	420.7	635	PFR-640MW
174	Kaldan Stor.	Mizoram	Kaldan	S	362.2	545	
175	Bhairabi	Mizoram	Dhaleshwari	S	58.7	90	CEA CI-80MW
176	Sonai	Mizoram	Sonai	S	35.0	55	
177	Mat	Mizoram	Mat	S	59.8	90	
178	Deh	Mizoram	Deh	S	17.0	26	
179	Dhaleshwari-I	Mizoram	Dhaleshwari	S	5.2	8	
180	Tuipai	Mizoram	Tuipai	S	15.3	23	
181	Tuikug Lui	Mizoram	Tuikug Lui	S	16.0	24	
182	Dhaleshwari-II		Dhaleshwari	ROR	6.5	10	
183	Laniye-II	Manipur	Laniye	ROR	18.0	27	
184	Laniye-I	Manipur	Laniye	S	22.5	34	
185	Khongnem Chakha-II	Manipur	Barak	S	58.2	90	PFR-67MW
186	Khongnem Chakha-III	Manipur	Barak	ROR	31.5	48	
187	Nungnang	Manipur	Irang	S	44.0	70	
188	Nungliban	Manipur	Leimatek	S	56.8	85	PFR-105MW
189	Khunou	Manipur	Leimatek	ROR	73.7	115	
190	Thinghat	Manipur	Tuivai	S	27.2	41	
191	Sinjal	Manipur	Tuivai	S	25.8	39	
192	Bungpui long	Manipur	Tuivai	S	52.1	80	
193	Tipaimukh	Manipur	Barak	S	339.0	510	
194	Irang	Manipur	Irang	S	47.8	75	Returned-60MW
195	Pabaram Stor.	Manipur	Barak	S	155.0	232	PFR-190MW
196	Loktak	Manipur	Loktak	S	70.0	105	I/O-105MW
197	Tuivai	Manipur	Tuivai	ROR	139.0	210	Returned-51MW
198	Khongnem Chakha I	Manipur	Barak	S	4.7	7	

## Appendix-5.1

Page 24 of 24

### HYDRO ELECTRIC SCHEMES IN VARIOUS RIVER SYSTEMS (As Identified in Re-assessment Study 1978-87)

SlNo	Name of Scheme	State	River	Type	Potential at 60% L.F.(MW)	Probable I.C.(MW)	Remarks
199	Khongnem Chakha IV	Manipur	Barak	ROR	10.7	16	
200	Gumti	Tripura	Gumti	S	9.5	15	I/O-15MW
201	Kalep	Sikkim	Tista	ROR	11.3	41	
202	Talem	Sikkim	Tista	ROR	17.0	65	PFR-75MW
203	Jedang	Sikkim	Lhonak	ROR	50.8	185	
204	Zema	Sikkim	Tista	ROR	33.5	125	
205	Serum	Sikkim	Sebokung	ROR	33.3	50	
206	Lachung	Sikkim	Lachung	ROR	20.0	30	
207	Ringpi	Sikkim	Ringpi	ROR	32.8	160	PFR-70MW
208	Lingza	Sikkim	Ringpi	ROR	32.8	160	PFR-120MW
209	Rukel	Sikkim	Tolung	ROR	18.8	90	PFR-33MW
210	Rangyong	Sikkim	Tolung	ROR	36.2	175	PFR-141MW
211	Dikchu	Sikkim	Dikchu	ROR	17.8	90	PFR-105MW
212	Chhota Pathing	Sikkim	Rongpo	ROR	11.0	55	
213	Rongni Storage	Sikkim	Rongni	S	56.0	95	PFR-195MW
214	Mana	Sikkim	G.Ranjit	ROR	7.7	37	
215	Yoksam	Sikkim	Rathong	ROR	29.5	44	
216	Mamium	Sikkim	G.Ranjit	ROR	35.7	175	
217	Gompa	Sikkim	G.Ranjit	ROR	9.5	46	
218	Ligship	Sikkim	G.Ranjit	ROR	23.0	115	
219	Chunthang	Sikkim	Tista	ROR	283.5	830	
220	Singhik	Sikkim	Tista	ROR	306.3	685	
221	Panan	Sikkim	Tolung	ROR	47.3	230	PFR-200MW
222	Mangan	Sikkim	Tista	ROR	94.3	445	
223	Samdong	Sikkim	Tista	ROR	58.5	280	
224	Lower Lagyap	Sikkim	Rongpi	ROR	8.2	40	I/O-105MW
225	Chuzachen	Sikkim	Rongpo	ROR	2.8	13	
226	Suntelitar	Sikkim	Rongpo	ROR	5.2	25	
<b>TOTAL (Brahmaputra 226 schemes)</b>					<b>34919.1</b>	<b>66065</b>	

I/O - In operation  
 I/C - In construction  
 PFR - Preliminary Feasibility Reports Prepared  
 DPR - Detailed Project Report prepared  
 ROR - Run of River  
 S - Storage

## Appendix-5.2

Page 1 of 5

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF PFR'S FOR  
162 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (47,930 MW)**

Sl No	Scheme	Consultant	Installed Capacity			Head (m)	Annual Energy (GWh)	Tariff (Rs/kWh)
			Nos of Units	Size(MW)	Total (MW)			
Andhra Pradesh								
1	Pondugala	WAPCOS	3	27	81	18.67	399.36	3.48
Total (Andhra Pradesh) - 1 Nos			3		81			
Arunachal Pradesh								
2	Kurungl&Il	NHPC	3	110	330	151.00	1435.40	4.04
3	Emini	NHPC	4	125	500	125.00	1695.45	3.51
4	Mihumdon	NHPC	4	100	400	286.00	1451.75	3.60
5	Agoline	NHPC	3	125	375	163.00	1267.38	3.51
6	Naying	NHPC	4	250	1000	245.00	5077.15	1.18
7	Tato-II	NHPC	4	175	700	168.00	3465.90	1.48
8	Hirong	NHPC	4	125	500	285.00	2535.80	1.62
9	Duimukh	NHPC	3	50	150	65.00	551.48	8.50
10	Ringong	NHPC	3	50	150	166.50	649.58	3.61
11	Demwe	NHPC	12	250	3000	138.00	10823.82	1.97
12	Mirak	NHPC	3	47	141	136.40	748.44	3.42
13	Etalin	NHPC	16	250	4000	385.00	16071.60	1.70
14	Naba	NHPC	4	250	1000	221.00	3995.25	2.14
15	Amulin	NHPC	3	140	420	132.00	1716.40	3.37
16	Niare	NHPC	4	200	800	205.00	3356.62	2.02
17	Oju-II	NHPC	4	250	1000	322.00	4629.93	1.46
18	Elango	NHPC	3	50	150	363.00	583.14	5.00
19	Attunli	NHPC	4	125	500	264.00	2247.32	2.35
20	Oju-I	NHPC	4	175	700	257.00	3291.58	2.08
21	Emra-II	NHPC	3	130	390	278.00	1648.09	3.02
22	Nalo	NHPC	4	90	360	221.00	1733.00	3.27
23	Ashupani	NHPC	2	15	30	395.00	126.45	8.75
24	Dengser	NHPC	4	138	552	120.00	2666.71	3.26
25	Simang	NHPC	3	30	90	125.00	417.82	5.43
26	Etabue	NHPC	3	55	165	378.00	683.66	3.43
27	Papu	NEEPCO	2	100	200	238.00	505.00	2.94
28	Kameng Dam	NEEPCO	5	120	600	65.00	2345.55	2.29
29	Talong	NEEPCO	3	100	300	171.67	915.50	2.24
30	Bhareli-II	NEEPCO	5	120	600	51.00	2345.00	1.67
31	Tenga	NEEPCO	4	150	600	875.00	1046.50	3.52
32	Kapakleyak	NEEPCO	4	40	160	245.00	627.95	1.74
33	Pakke	NEEPCO	2	55	110	452.50	335.26	3.33
34	Sebu	NEEPCO	2	40	80	123.00	227.53	3.71
35	Bhareli-I	NEEPCO	8	140	1120	95.33	4112.40	1.85
36	Chanda	NEEPCO	4	27.5	110	175.67	401.91	2.67
37	Utung	NEEPCO	3	33.3	100	291.00	359.13	3.10
38	Badao	NEEPCO	4	30	120	154.50	448.67	2.32
39	Phanchung	NEEPCO	2	30	60	157.13	174.83	3.24
40	Tarangwarang	NEEPCO	2	15	30	185.55	92.88	2.88
41	Dibbin	NEEPCO	2	50	100	151.24	332.00	2.23
42	Kalai	WAPCOS	10	260	2600	193.21	10608.64	1.01
43	Hutong	WAPCOS	12	250	3000	166.77	9901.00	1.28
Total (Arunachal Pr.) - 42 schemes			182		27293			

**Appendix -5.2**  
**Page 2 of 5**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF PFR'S FOR  
162 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (47,930 MW)**

Sl No	Scheme	Consultant	Installed Capacity			Head (m)	Annual Energy (GWh)	Tariff (Rs/kWh)
			Nos of Units	Size(MW)	Total (MW)			
44	Kotri	WAPCOS	3	50	150	36.99	330.95	5.48
45	Nugur-II	WAPCOS	5	42	210	16.66	787.78	4.16
46	Nugur-I	WAPCOS	5	34	170	24.54	316.13	4.89
47	Rehar-I	WAPCOS	3	57	171	46.84	264.38	8.70
48	Rehar-II	WAPCOS	3	49	147	38.17	290.32	5.16
<b>Total (Chhattisgarh) - 5 Nos. schemes</b>			<b>19</b>		<b>848</b>			
<b>Himachal Pradesh</b>								
49	Yangthang	HPSEB	3	87	261	186.45	938.02	2.08
50	Bardang	HPSEB	3	38	114	55.00	424.46	2.91
51	Gharopa	HPSEB	3	38	114	169.00	534.25	2.09
52	Jangi Thopan	HPSEB	3	160	480	174.14	1779.45	2.00
53	Gondhala	HPSEB	3	48	144	134.00	570.19	1.92
54	Khoksar	HPSEB	3	30	90	99.00	351.91	2.46
55	Chhatru	HPSEB	3	36	108	160.00	455.72	2.89
56	Chamba	HPSEB	3	42	126	110.00	646.82	1.48
57	Bajoli Holi	HPSEB	3	60	180	278.00	762.98	2.03
58	Tidong-II	HPSEB	2	35	70	575.00	256.18	2.02
59	Luhri	HPSEB	3	155	465	88.00	1825.13	2.41
60	Thopan Powari	HPSEB	3	160	480	161.14	1786.26	1.81
61	Tidong-I	HPSEB	2	30	60	511.50	211.65	2.71
62	Khab-I	SJVNL	3	150	450	170.00	1551.00	2.24
63	Khab-II	SJVNL	3	62	186	70.00	640.00	3.04
<b>Total (Himachal Pr.) - 15 Nos. schemes</b>			<b>43</b>		<b>3328</b>			
<b>Jammu &amp; Kashmir</b>								
64	Dumkhar	NHPC	3	15	45	27.80	219.18	4.66
65	Kanyunche	NHPC	3	15	45	28.76	223.02	4.71
66	Khalsi	NHPC	3	20	60	33.00	272.60	4.10
67	Takmaching	NHPC	3	10	30	18.53	145.52	5.54
68	Karkit	NHPC	3	10	30	26.90	153.11	5.40
69	Shamnot	WAPCOS	4	92.5	370	56.33	1650.19	1.69
70	Rattle	WAPCOS	4	140	560	92.33	2483.37	1.40
71	Kiru	WAPCOS	4	107.5	430	105.33	1935.77	0.77
72	Kawar	WAPCOS	4	80	320	74.00	1426.56	1.09
73	Bichlari	WAPCOS	2	17.5	35	462.60	148.29	1.11
74	Barinium	WAPCOS	2	120	240	117.77	1170.34	2.54
75	Shuas	WAPCOS	2	115	230	115.70	1117.87	2.94
76	Ujh	WAPCOS	4	70	280	143.33	465.06	5.06
<b>Total (J &amp; K) - 13 Nos. schemes</b>			<b>41</b>		<b>2675</b>			
<b>Karnataka</b>								
77	Kalinadi Stage-III	KPCL	2	150	300	407.67	610.00	1.67
78	Tamankal	KPCL	2	150	300	87.29	401.00	3.32
79	Gundia	KPCL	2	150	300	600.00	616.00	1.41
80	Gangavali	KPCL	2	200	400	378.30	759.00	1.46
81	Agnashini	KPCL	4	150	600	427.00	1431.00	1.07
<b>Total (Karnataka) - 5 Nos. schemes</b>			<b>12</b>		<b>1900</b>			

**Appendix-5.2**  
**Page 3 of 5**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF PFR'S FOR  
162 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (47,930 MW)**

Sl No	Scheme	Consultant	Installed Capacity			Head (m)	Annual Energy (GWh)	Turbine (Pc/MW)
			Nos of Units	Size(MW)	Total (MW)			
Kerala								
82	Perianjakully	WAPCOS	2	30	60	282.90	86.30	6.25
83	Karappara Kuriarkutty	WAPCOS	2	18	66	390.00	126.10	7.86
			2	15		307.00		
Total (Kerala) - 2 schemes			6		126			
Madhys Pradesh								
84	Basania	NHPC	3	30	90	38.00	240.00	17.23
85	Bauras	NHPC	3	18.33	55	17.50	246.43	3.96
86	Hoshangabad	NHPC	3	20	60	16.50	268.21	4.10
Total (Madhya Pradesh) - 3 schemes			9		205			
Maharashtra								
87	Kasari	WAPCOS	2	12.5	25	40.67	33.32	18.16
88	Hiranyakeshi	WAPCOS	2	9	18	36.10	23.76	20.26
89	Kadvi	WAPCOS	2	11	22	36.30	29.59	34.03
90	Kumbhi	WAPCOS	2	8.5	17	37.46	22.93	35.19
91	Wainganga	WAPCOS	5	21	105	19.74	246.15	3.86
92	Pranhita	WAPCOS	2	24	46	25.30	135.96	10.32
93	Ghargaon	WAPCOS	4	13	52	9.84	74.47	15.50
94	Kunghara	WAPCOS	4	18	72	12.77	133.40	11.34
95	Samda	WAPCOS	4	13	52	10.64	83.40	14.11
Total (Maharashtra) - 9 schemes			27		411			
Manipur								
96	Nunglieban	WAPCOS	2	52.5	105	82.42	268.93	5.16
97	Khongnum Chakka st.-II	WAPCOS	2	33.5	67	281.25	192.84	4.59
98	Pabaram	WAPCOS	2	95	190	116.67	474.77	4.33
Total (Manipur) - 3 schemes			6		362			
Meghalaya								
99	Umjaut	WAPCOS	3	23	69	375.20	276.70	1.51
100	Umduna	WAPCOS	3	19	57	253.17	231.24	1.68
101	Mawhu	WAPCOS	3	40	120	438.15	482.96	1.40
102	Selim	WAPCOS	2	85	170	433.67	534.68	2.02
103	Umngi	WAPCOS	2	27	54	304.75	89.65	2.86
104	Rangmaw	WAPCOS	2	32.5	65	321.00	229.60	2.32
105	Nongnam	WAPCOS	2	25	50	215.17	212.59	2.44
106	Mawput	WAPCOS	3	7	21	93.42	83.95	4.07
107	Nongkolait	WAPCOS	2	60	120	463	332.87	1.97
108	Sushen	WAPCOS	2	32.5	65	114.58	220.6	3.85
109	Mawblei	WAPCOS	2	70	140	400.33	303.86	4.44
Total (Meghalaya) - 11 schemes			26		931			
Mizoram								
110	Lungleng	WAPCOS	5	163	815	219.67	1169.03	4.17
111	Tlawng	WAPCOS	2	22.5	45	123.67	151.67	5.84
112	Boinu	WAPCOS	4	160	640	158.67	1118.93	4.83
Total (Mizoram) - 3 schemes			11		1500			

## Appendix -5.2

Page 4 of 5

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF PFR'S FOR  
162 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (47,930 MW)**

Sl No	Scheme	Consultant	Installed Capacity			Head (m)	Annual Energy (GWh)	Tariff (Rs/kWh)
			Nos of Units	Size(MW)	Total (MW)			
Nagaland								
113	Tizu	NEEPCO	3	50	150	64.19	568.41	2.56
114	Yangnyu	NEEPCO	2	40	80	115	176.45	4.48
115	Dikhu	NEEPCO	4	35	140	79.44	513.41	2.8
Total (Nagaland) - 3 schemes			9		370			
Orissa								
116	Lower Kolab	WAPCOS	3	155	465	196.9	845.86	7.1
117	Baljori	WAPCOS	2	89	178	165.75	479.8	5.9
118	Tikarpara	WAPCOS	7	37	259	16.97	828.37	3.69
119	Naraj	WAPCOS	7	41	287	16.14	759.31	4.92
Total (Orissa) - 4 schemes			19		1189			
Sikkim								
120	Dikchu	NHPC	3	35	105	352	469	2.15
121	Rongri Storage	NHPC	3	65	195	442	522	8.6
122	Panan	NHPC	4	50	200	312	762	2.15
123	Lingza	NHPC	3	40	120	736	477.51	2.85
124	Rukel	NHPC	3	11	33	537.1	149.41	5.48
125	Rangyong	NHPC	3	47	141	723.18	639.52	2.7
126	Ringpi	NHPC	2	35	70	1106.37	317.41	3.17
127	Lachen	NHPC	3	70	210	350	865.94	2.35
128	Teesta-I	NHPC	4	80	320	576.85	1298.12	1.8
129	Talem	NHPC	3	25	75	393.19	305.48	4.34
Total (Sikkim) - 10 schemes			31		1469			
Uttaranchal								
130	Badrinath	WAPCOS	2	70	140	459.67	702.7	0.81
131	Bhaironghati	WAPCOS	2	32.5	65	108.9	293.18	1.8
132	Harsil	WAPCOS	3	70	210	281.33	920.57	1.1
133	Jalam Tamak	WAPCOS	2	30	60	195.58	268.12	1.71
134	Malari Jalam	WAPCOS	2	27.5	55	200.33	243.07	1.8
135	Karmoli	WAPCOS	2	70	140	420	621	1.3
136	Kalika Dantu	WAPCOS	2	115	230	100	1067.3	2.95
137	Sirkari Bhyal Rupsiabagar	WAPCOS	3	70	210	388.97	967.97	1.55
138	Jadh Ganga	WAPCOS	2	25	50	142.6	220.88	2.19
139	Gangotri	WAPCOS	1	55	55	336.33	264.76	1.62
140	Khartoi Lumti Talli	WAPCOS	2	27.5	55	56.6	241.51	3
141	Rupsiabagar Khasiyabata	WAPCOS	2	130	260	449.47	1195.63	1.59
142	Garba Tawaghat	WAPCOS	3	210	630	470.97	2483.11	0.9
143	Deodi	WAPCOS	2	30	60	560.3	296.76	1.37
144	Chhunger - Chal	WAPCOS	2	120	240	292.83	853.28	1.13
145	Bogudiyar - Sirkari Bhyal	WAPCOS	2	85	170	344.47	744	1.99
146	Mapeng - Bogudiyar	WAPCOS	2	100	200	465.07	882.04	1.3
147	Rishi Ganga - I	WAPCOS	2	35	70	536.17	327.3	1.18
148	Rishi Ganga - II	WAPCOS	1	35	35	236.96	164.64	2.22
149	Sela Urthing	WAPCOS	2	115	230	255.5	816.73	1.4
150	Gohane Tal	WAPCOS	2	30	60	584.52	269.35	1.64



Appendix-5.2  
Page 5 of 5

STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF PFR'S FOR  
162 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (47,930 MW)

Sl No	Scheme	Consultant	Installed Capacity			Head (m)	Annual Energy (GWh)	Tariff (Rs/kWh)
			Nos of Units	Size(MW)	Total (MW)			
151	Devsari	WAPCOS	3	100	300	227.5	878.5	2.77
152	Bokang Baling	WAPCOS	3	110	330	455.2	1124.62	1.68
153	Arakot Tiuni	UJVNL	3	24	72	250.2	382.9	1
154	Jakhol Sankri	UJVNL	3	11	33	364	144	1.71
155	Naitwar-Mori	UJVNL	3	11	33	76	151	1.85
156	Urthing Sobla	UJVNL	4	70	280	414.96	1350.73	1.49
157	Lata Tapovari	UJVNL	4	77.5	310	265	1123	2.21
158	Tamak Lata	UJVNL	4	70	280	291.4	1040.7	2.3
159	Taluka Sankri	UJVNL	2	70	140	564.9	559.47	1.33
160	Bagoli Dam	UJVNL	3	24	72	139.5	340.7	4.1
161	Nand Prayag	UJVNL	3	47	141	72	794	2.05
162	Ramganga	UJVNL	3	22	66	100.1	327	3.25
Total (Uttaranchal) - 33 schemes			81		5282			
Grand Total - 162 schemes			525		47930			

**Appendix-5.3**  
**Page 1 of 4**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF DPRS  
PREPARATION/IMPLEMENTATION  
OF 78 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (34020 MW)**

ARUNACHAL PRADESH							
1	Etalin		Ar.Pradesh	4000	2.17	NHPC	For Implementation
2	Attunli		Ar.Pradesh	500	2.35	NHPC	For Implementation
3	Naba		Ar.Pradesh	1000	2.14	NHPC	For Implementation/ MOEF Problem
4	Niare		Ar.Pradesh	800	2.02	NHPC	For Implementation/ MOEF Problem
	Total (NHPC)			6300			
5	Demwe		Ar.Pradesh	3000	1.97	NEEPCO	For Implementation
6	Kameng Dam		Ar.Pradesh	600	2.29	NEEPCO	For implementation/Inclu ded in 11th Plan
7	Talong		Ar.Pradesh	300	2.24	NEEPCO	For Implementation
8	Bhareli-II		Ar.Pradesh	600	1.67	NEEPCO	For implementation/ Included in 11th Plan
9	Bhareli-I		Ar.Pradesh	1120	1.85	NEEPCO	For implementation/ Included in 11th Plan
10	Kapak leyak		Ar.Pradesh	160	1.74	NEEPCO	For implementation/ Included in 11th Plan
11	Badao		Ar.Pradesh	120	2.32	NEEPCO	For Implementation
12	Dibbin		Ar.Pradesh	100	2.23	NEEPCO	For Implementation
13	Oju-II		Ar.Pradesh	1000	1.46	NEEPCO	For Implementation/ MOEF Problem
14	Oju-I		Ar.Pradesh	700	2.08	NEEPCO	For Implementation/ MOEF Problem
	Total (NEEPCO)			7700			
15	Hutong		Ar.Pradesh	3000	1.28	NTPC	For implementation
16	Kalai		Ar.Pradesh	2600	1.01	NTPC	For Implementation
			Total (NTPC)	5600			
17	Naying		Ar. Pradesh	1000	1.18	IPP	For implementation
18	Tato-II		Ar. Pradesh	700	1.48	IPP	For Implementation
19	Hirong		Ar. Pradesh	500	1.62	IPP	For Implementation
			Total (IPP)	2200			
	Total			21800			
MEGHALAYA							
20	Umduna		Meghalaya	57	1.68	CWC	For Preparation of DPR only
21	Selim		Meghalaya	170	2.02	CWC	For Preparation of DPR only
	Total (CWC)			227			

**Appendix – 5.3**  
**Page 2 of 4**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF DPRS  
PREPARATION/IMPLEMENTATION  
OF 78 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (34020 MW)**

SINo	Scheme	State	IC (MW)	First Year Tariff (Rs./ Kwh)	Implementation entrusted to	Remarks
22	Mawhu	Meghalaya	120	1.4	NEEPCO	For Implementation
	<b>Total (NEEPCO)</b>		<b>120</b>			
23	Nongkolait	Meghalaya	120	1.97	MeSEB	For Implementation
24	Nongnaw	Meghalaya	50	2.44	MeSEB	For Implementation
25	Rahgmaw	Meghalaya	65	2.32	MeSEB	For Implementation
	<b>Total (MeSEB)</b>		<b>235</b>			
	<b>Total</b>		<b>582</b>			
<b>SIKKIM</b>						
26	Lachen	Sikkim	210	2.35	NHPC	For Implementation
	<b>Total (NHPC)</b>		<b>210</b>			
27	Dikchu	Sikkim	105	2.15	IPP	For Implementation
28	Panan	Sikkim	200	2.15	IPP	For Implementation
29	Teesta-I	Sikkim	320	1.82	IPP	For Implementation
	<b>Total (IPP)</b>		<b>625</b>			
	<b>Total</b>		<b>835</b>			
<b>HIMACHAL PRADESH</b>						
30	Jangi Thopan	HP	480	2	HPSEB	For Preparation of DPR only
31	Khoksar	HP	90	2.46	HPSEB	For Preparation of DPR only
32	Gharopa	HP	114	2.09	HPSEB	For Preparation of DPR only
33	Gondhala	HP	144	1.92	HPSEB	For Preparation of DPR only
34	Thopan Powari	H.P	480	2.81	HPSEB	For Preparation of DPR only/Included in 11th Plan
35	Chamba	H.P	126	1.48	HPSEB	For Preparation of DPR only
36	Bajoli Holi	H.P	180	2.03	HPSEB	For Preparation of DPR only
37	Yanglhang	H.P	261	2.39	HPSEB	For Preparation of DPR only
38	Tidong-II	H.P	70	2.02	HPSEB	For Preparation of DPR only
	<b>Total (HPSEB)</b>		<b>1945</b>			
39	Khab-I	HP	450	2.24	SJVNL	For Implementation
40	Luhri	HP	465	2.41	SJVNL	For Implementation
	<b>Total (SJVNL)</b>		<b>915</b>			
	<b>Total</b>		<b>2860</b>			

**Appendix-5.3**  
**Page 3 of 4**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF DPRS  
PREPARATION/IMPLEMENTATION  
OF 78 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (34020 MW)**

S.No	Scheme	State	IC (MW)	First Year Tariff (Rs./ Kwh)	Implementation entrusted to	Remarks
<b>JAMMU &amp; KASHMIR</b>						
41	Shamnot	J&K	370	1.69	NHPC	For Preparation of DPR only
42	Ratle	J&K	560	1.40	NHPC	For Preparation of DPR only
43	Kiru	J&K	430	0.77	NHPC	For Preparation of DPR only
44	Kawar	J&K	320	1.09	NHPC	For Preparation of DPR only
	<b>Total (NHPC)</b>		<b>1680</b>			
45	Bichlan	J&K	35	1.11	WAPCOS	For Preparation of DPR only
	<b>Total (WAPCOS)</b>		<b>35</b>			
	<b>TOTAL</b>		<b>1715</b>			
<b>UTTARANCHAL</b>						
46	Jakhol Sankri	Uttaranchal	33	1.71	SJVNL	For Implementation
47	Naitwar-Mori (Devra Mori)	Uttaranchal	33	1.85	SJVNL	For Implementation
	<b>Total (SJVNL)</b>		<b>66</b>			
48	Jadh Ganga	Uttaranchal	50	2.19	THDC	For Implementation
49	Karmot	Uttaranchal	140	1.3	THDC	For Implementation
50	Jelam Tamak	Uttaranchal	60	1.71	THDC	For Implementation
51	Maleri Jelam	Uttaranchal	55	1.8	THDC	For Implementation
52	Gohana Tal	Uttaranchal	60	1.64	THDC	For Implementation
53	Bokang Baling	Uttaranchal	330	1.68	THDC	For Implementation
	<b>Total (THDC)</b>		<b>695</b>			
54	Chhunger - Chal	Uttaranchal	240	1.13	NHPC	For Implementation
55	Garba Tawaghat	Uttaranchal	630	0.9	NHPC	For Implementation
	<b>Total (NHPC)</b>		<b>870</b>			
56	Rupsiabagar Khasiyabara	Uttaranchal	260	1.59	NTPC	For Implementation
57	Lata Tapovan	Uttaranchal	310	2.21	NTPC	For implementation/ Included in 11th Plan/DPR Prepared for I.C. 162 MW
	<b>Total (NTPC)</b>		<b>570</b>			
58	Sela Uthing	Uttaranchal	230	1.4	UJVNL	For Implementation
59	Bhaironghati	Uttaranchal	65	1.8	UJVNL	For Implementation
60	Nand Prayag	Uttaranchal	141	2.05	UJVNL	For Implementation
61	Tamak Lata	Uttaranchal	280	2.3	UJVNL	For Implementation
62	Harsil	Uttaranchal	210	1.1	UJVNL	For Implementation
63	Sirkari Bhyol Rupsiabagar	Uttaranchal	210	1.55	UJVNL	For Implementation
64	Gangotri	Uttaranchal	55	1.62	UJVNL	For Implementation

**Appendix-5.3**  
**Page 4 of 4**

**STATEWISE PROJECTWISE DETAILS OF DPRS  
PREPARATION/IMPLEMENTATION  
OF 78 HYDRO-ELECTRIC SCHEMES (34020 MW)**

SNo	Scheme	State	IC (MW)	First Year Tariff (Rs./ Kwh)	Implementat ion entrusted to	Remarks
65	Arakot Tiuni	Uttaranchal	72	1.00	UJVNL	For implementation/ Included in 11th Plan
66	Taluka Sankri	Uttaranchal	140	1.33	UJVNL	For Implementation
67	Rishi Ganga -1	Uttaranchal	70	1.21	UJVNL	For Implementation/MOEF Problem
68	Rishi Ganga - 2	Uttaranchal	35	2.22	UJVNL	For Implementation/MOEF Problem
	<b>Total (UJVNL)</b>		<b>1508</b>			
69	Bogudiyar-Sirkari Bhyal	Uttaranchal	170	1.99	IPP	For Implementation
70	Badrinath	Uttaranchal	140	0.81	IPP	For Implementation
71	Mapang - Bogidiyar	Uttaranchal	200	1.3	IPP	For Implementation
72	Urthing Sobla	Uttaranchal	280	1.49	IPP	For Implementation
73	Deodi	Uttaranchal	60	1.37	IPP	For Implementation
	<b>Total (IPP)</b>		<b>850</b>			
	<b>TOTAL</b>		<b>4559</b>			
<b>KARNATAKA</b>						
74	Gundia	Karnataka	300	1.41	KPCL	For Implementation/ Included in 11th Plan
75	Kallinadi Stage-III	Karnataka	300	1.67	KPCL	For Implementation
76	Gangavali	Karnataka	400	1.46	KPCL	For Implementation
77	Agnashini	Karnataka	600	1.12	KPCL	For Implementation
	<b>Total (KPCL)</b>		<b>1600</b>			
	<b>TOTAL</b>		<b>1600</b>			
<b>SCHEMES NOT BEING TAKEN UP FOR PREPARATION OF DPRs / IMPLMENTATION</b>						
78	Umjaut	Meghalaya	69	1.51		Greater Shillong water supply Scheme coming up upstream of the project
	<b>TOTAL</b>		<b>69</b>			
	<b>GRAND TOTAL</b>		<b>34020</b>			

## CHAPTER 6

### NON-CONVENTIONAL ENERGY SOURCES

#### 6.0 INTRODUCTION

Our country has significant potential for generation of power from Non- Conventional Energy Sources such as Wind, Small Hydro, Bio mass and Solar Energy. Limited availability of fossil fuels like coal and gas has further highlighted the importance of power from these sources. In addition, these sources provide a particularly attractive solution for meeting requirement of power at remote locations, in cases where it is not feasible to extend the grid. All efforts are therefore being made to tap these resources for generation of power to supplement power from Conventional Sources.

#### 6.1 DEVELOPMENT OF NON-CONVENTIONAL ENERGY RESOURCES

The total estimated medium-term potential (2032) for power generation from renewable energy sources such as wind, small hydro, solar, waste to energy and biomass in the country is about 1,83,000 MW. The Installed Capacity at the beginning of the 10<sup>th</sup> plan was about 3500 MW. A target of 3075 MW was set during 10<sup>th</sup> plan. A capacity of 4658MW had already been achieved during first four years of 10<sup>th</sup> plan. Considering the progress made during the 10<sup>th</sup> plan, a higher target of 14,000 MW has been proposed during 11<sup>th</sup> plan. Installed Capacity as on 31.03.2006 is 8088 MW. State-wise/System-wise details are furnished in **Appendix 6.1**. Source-wise details of Potential and Installed Capacity as on 31.12.2006 are furnished in **Table 6.1**

---

Table 6.1

**CUMULATIVE POTENTIAL AND ACHIEVEMENTS FOR GRID INTERACTIVE  
RENEWABLE POWER AS ON 31.12.2006**

(Figures in MW)

Sources / Systems	Estimated Mid-Term (2032) Potential	Cumulative Installed Capacity (As on 31.12.2006)
Wind Power	45,000	6270
Bio-Power (Agro residues & Plantations)	61,000	500
Co-generation Bagasse	5,000	595
Small Hydro (up to 25 MW)	15,000	1895
Waste to Energy	7,000	41
Solar Photovoltaic	50,000	3
<b>TOTAL</b>	<b>1,83,000</b>	<b>9304*</b>

*Source MNRE*

\* Includes Captive capacity

Sector-wise details of renewable energy sources are as follows:

**6.1.1 Wind Power****Wind Power Programme**

It has been assessed that India has Gross Wind Power Potential of 45,000 MW, whereas the current technically viable potential which can be exploited economically is estimated at about 13,000 MW.

The Wind Power Development Programme in India was initiated towards the end of Sixth Plan, in 1983-84. India now ranks 5<sup>th</sup> in the world after Germany, USA, Spain and Denmark. The existing wind power Installed Capacity in India as on 31.12.2006, is 6270 MW. Most of the capacity addition has been achieved through private investment.

**Wind Power Technologies**

Wind turbines generally have three rotor blades, which rotate with wind flow and are coupled to a generator through either a gear box or directly. The rotor blades rotate around a horizontal hub connected to a generator, which is located inside the nacelle.

The nacelle also houses other electrical components and yaw mechanism, which turns the turbine so that it faces the wind. Sensors are used to monitor wind direction and the tower head is turned to line up with the wind. The power produced by the generator is controlled automatically as wind speeds vary. The rotor diameters vary from 30 metres to around 90 metres, whereas the tower on which the wind electric generators are mounted, range from 25-80 metres.

The power generated by the wind turbines is conditioned properly so as to feed the local grid. The unit capacity of wind electric generators presently range from 225 kW to 2 MW which can operate with wind speeds ranging between 2.5 meter/sec and 25 metres/sec.

After the identification of appropriate site, wind turbines generally take 2-3 months for installation. Land having sufficient wind is mapped for a period of 1-2 years after which wind turbines are installed at appropriate distances between them for minimum disturbance to each other. The equipment is generally tested and certified by agencies to ensure that it conforms to laid down standards, specifications and performance parameters. Respective manufacturers maintain the machines after installation.

### **6.1.2 Small Hydro Power (SHP)**

#### **Small Hydro Power Development**

Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) has been responsible for small and mini hydro projects up to 3MW station capacity since 1989. The subject of small hydro between 3-25 MW has been assigned to MNRE w.e.f. 29<sup>th</sup> November 1999.

From 1994 onwards, the thrust of SHP programme is to encourage private sector for setting up of commercial SHP projects. 13 potential States have announced their policies for private sector participation in SHP sector. The main thrust areas are resource assessment, setting up of commercial SHP projects, renovation and modernization of old SHP projects, development and upgradation of water mills and industry based research and development.

#### **Small Hydro Power Programme**

Small Hydropower programme is one of the thrust areas of power generation from renewable. It has been recognized that small hydro power projects can play a critical role in improving the over all energy scenario of the country and in-particular for remote and inaccessible areas. Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) is encouraging development of small hydro projects in the State sector as well as through private sector.

The potential available from Small Hydro Power (SHP) projects up to 25 MW station capacity has been assessed at around 15,000 MW. So far, an aggregate capacity of 1895 MW has been commissioned.

---



### **Incentives in Small Hydro Sector**

In order to accelerate development of small hydro power in the country, MNRE is giving incentives for detailed survey and investigation, detailed project report preparation, interest subsidy for commercial projects, capital subsidy for SHP projects in the North-Eastern region, renovation & modernization of old SHP stations and for development / upgradation of water mills.

#### **6.1.3 Biomass Power/Bagasse Based Cogeneration**

Biomass Power/Co-generation Programme aims to deploy grid-interactive and distributed power from biomass through various conversion technologies along with optimizing power generation from bagasse produced in sugar mills. It includes biomass based power generation, including cattle dung based power projects and bagasse based cogeneration.

Cogeneration can be defined in simple terms as the process of sequential production of more than one form of energy by use of a fuel. Cogeneration of steam and electricity can significantly increase overall efficiencies of fuel utilization in process industries. A minimum condition for applicability of cogeneration is the simultaneous requirement of heat and electricity in a favourable ratio, which is fulfilled in sugar industry. Thermodynamics of electricity production necessitates rejection of a large quantity of heat to a lower temperature sink. In cogeneration mode, this heat is taken advantage of by using it in the process, instead of wasting it. The overall efficiency of fuel utilization can thus be increased to 60% or even higher in some cases. Capacity of cogeneration projects can range from a few kilowatts to several megawatts of electricity generation along with simultaneous production of heat ranging from less than a hundred kilowatt thermal to many megawatts thermal.

The main barrier in the bagasse-based cogeneration programme is the inability of most sugar mills to raise resources from financial markets for adding cogeneration facilities in their existing units. As would be realized, sugarcane prices are controlled by the Central Government by way of fixation of a minimum support price for sugarcane, which is upped in several states through the announcement of state-advised cane price. Such controls have made sugar industry not very profitable and therefore, most sugar mills find it difficult to modernize the existing plant and equipment, including retro fitting of cogeneration facilities. It may be stated that a committee has been set up under the chairmanship of the Minister of Agriculture to look into various issues at the national level apart from another committee that has been set up in Maharashtra under the State Minister of Non-Renewable Sources for finding ways and means to make the cooperative sugar mills in the State to go in for cogeneration facilities.

For biomass based power generation, around 500 MW has been harnessed through the setting up of grid interactive power systems. For bagasse-based cogeneration, a capacity of around 595 MW has been harnessed so far

---

#### **6.1.4 Solar Power**

##### **Solar Power Technology**

The process of converting solar radiation (sunlight) into electricity using solar cell device is called Solar Photovoltaic (SPV) Generation. A solar cell is a semi-conducting p-n junction device made of silicon or other materials. When exposed to sunlight, this generates electricity. The magnitude of the electric current generated depends on the intensity of the solar radiation, ambient temperature, exposed area of solar cell and type of material used in fabricating the solar cell. These solar cells are connected in series and parallel combination to form a module of required wattage capacity.

##### **Solar Power Programme**

The Solar Photovoltaic (SPV) Programme is aimed at deployment of relevant SPV technologies in urban, commercial and rural applications.

The Solar Photovoltaic (SPV) potential in the country is 20 MW per sq. km. Installed capacity of 3.0 MW has been achieved so far.

MNRE is also providing support to grid interactive solar photovoltaic projects for voltage support at the tail ends of rural grids, for peak shaving / demand side management in urban centres and for diesel saving in islands/remote locations.

#### **6.1.5 Urban & Industrial Waste Programme**

It is estimated that there is a potential for generating about 7000 MW of power from Urban and Industrial Wastes in the country. The application of technologies for recovery of energy/ power from wastes also facilitates their treatment for safe disposal. With a view to encouraging tapping of this potential, grid interactive and distributed power cum heat projects would be set up from urban and Industrial wastes. Installed capacity of 41 MW has already been set up in the country based on the programme.

#### **6.1.6 Hydrogen Energy**

Hydrogen holds the promise of providing a clean, reliable and affordable energy for meeting future needs, while simultaneously protecting the environment. It is envisaged that power from hydrogen will be available for stationary, portable and transport applications. However, the transition to a hydrogen economy from the present fossil fuel based economy will require solutions to many challenges - scientific, technological, economic, social and political.

#### **6.1.7 Chemical Sources of Energy**

These are still in a developmental stage. Fuel cells are emerging as a clean and fuel-efficient technology for stationary, transport and portable applications. Fuel cells can be used in domestic, industrial, transport, commercial and agricultural sectors. Fuel cell power systems can be used as uninterrupted power supply (UPS) systems, replacing batteries and diesel generators. In several industries, which use coal or natural gas for

---

meeting their thermal energy requirements, high temperature fuel cells like solid oxide fuel cells or molten carbonate fuel cells could be perhaps integrated with coal gasification units having high conversion efficiencies (40% to 60%). In view of the relevance of fuel cells for on-site or distributed power generation several organizations are pursuing R&D activities with an objective of development of fuel cells and related materials and sub systems for various applications in the future.

### 6.1.8 Ocean Energy

The vast potential of energy of the seas and oceans, which cover about 3/4<sup>th</sup> of our planet, can make a significant contribution to meeting our energy requirement. The various forms of energy from the seas and oceans, which are receiving attention at present, are: Tidal Power, Ocean Thermal Energy Conversion (OTEC), Waves and Ocean Currents. At the present level of advancement only harnessing of tides can be technologically demonstrated for power generation. In India, the Gulf of Kachchh and Gulf of Cambay in Gujarat and the delta of the Ganga in Sunderbans in West Bengal are the potential sites for generating tidal power. However, tidal power is not yet commercially viable.

## 6.2 TENTH PLAN – TARGET AND ACHIEVEMENT

A target of 3075 MW was set for the 10<sup>th</sup> Plan in respect of grid interactive renewable power against which an achievement of 4658 MW has been made during the 1<sup>st</sup> four years of the 10<sup>th</sup> Plan and a capacity of 1216.3 MW has already been achieved as on 31.12.2006 against a target of 1888 MW set for 2006-07 i.e. last year of the 10<sup>th</sup> Plan. Source wise details are furnished in Table 6.2 below:

Table 6.2

### 10<sup>TH</sup> PLAN TARGETS AND ACHIEVEMENTS FOR GRID-INTERACTIVE RENEWABLE POWER

(Figures in MW)

Sources / Systems	10 <sup>th</sup> Plan Target	Achievement (2002-03 to 2005-06) As on 31.03.2006	Target 2006-07	Achievement (2005-07) up to 31.12.2006
Wind Power	1500	3684	1515	959.6
Biomass Power Baggasse Co-generation Biomass Gasifiers	700	532	228	181.5
Small Hydro (up to 25 MW)	600	398	132	69.0
Waste to Energy -MSW -Industrial Waste	80	29	13	6.0
Solar Power	145	0.56	0.00	0.2
<b>TOTAL</b>	<b>3075</b>	<b>4658</b>	<b>1888</b>	<b>1216.3</b>

Source MNRE

### 6.3 ELEVENTH PLAN TARGET

The Working Group for 11<sup>th</sup> Plan proposals for New and Renewable Energy has proposed physical target of 14,000 MW Grid interactive renewable power as furnished in Table 6.3 below:

Table 6.3

#### 11<sup>TH</sup> PLAN TENTATIVE TARGETS FOR GRID INTERACTIVE RENEWABLE POWER

(Figures in MW)

Sources / Systems	Target for 11 <sup>th</sup> plan
Wind Power	10,500
Biomass Power Baggasse Co-generation	2,100
Biomass Gasifiers	
Small Hydro (up to 25 MW)	1400
<b>TOTAL</b>	<b>14,000</b>

Source MNRE

The above target of 14,000 MW for grid interactive renewable power does not include 1000 MW from Distributed Renewable Power System (DRPS).

The fund requirement of Rs.3925 crores is proposed as subsidy for grid interactive and distribution renewable power including captive power.

### 6.4 SUMMARY OF INSTALLED CAPACITY

Considering the 10<sup>th</sup> Plan and tentative 11<sup>th</sup> Plan capacity addition as detailed above, Summary of Installed Capacity is furnished below:

Installed capacity by the end of 9 <sup>th</sup> Plan (As on 31.3.2002)	3,475 MW
Installed capacity by the end of 2005-06 (As on 31.3.2006)	8,088 MW
Programme for 2006-07	1,888 MW
11 <sup>th</sup> Plan programme for 2007-12	14,000 MW
Total Installed Capacity by the end of 11 <sup>th</sup> plan (Expected)	23,956 MW

Say **24,000 MW**

### 6.5 CONCLUSION & RECOMMENDATION

Details of 10<sup>th</sup> Plan and 11<sup>th</sup> Plan additions have been furnished in this Chapter. It is recommended that all efforts should be made towards implementation of this Programme. It is also recommended to Mandate Distributing Utilities in the state to purchase renewable energy to reach a target of 4 - 5% of total energy consumption in area of each Distribution Company/ Licensee by the end of 11<sup>th</sup> Plan i.e 2011-12 on a sliding scale beginning from 1-2% in the first year of 11<sup>th</sup> Plan.

\*\*\*\*\*

## Appendix 6.1

State-wise cumulative renewable power generation  
installed capacity as on 31.03.2006

(All figures in MW)

STATES/UT	Small Hydro Power	Wind Power	Bio Power		Solar Power	Total Capacity
			Biomass Power	Waste-to-Energy		
	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(kWp)	(MW)
Andhra Pradesh	178.81	121.00	279.25	22.50	0.28	601.84
Arunachal Pradesh	44.30	0.00	0.00	0.00	0.00	44.30
Assam	2.11	0.00	0.00	0.00	0.00	2.11
Bihar	50.40	0.00	0.00	0.00	0.00	50.40
Chhatisgarh	11.00	0.00	27.50	0.00	0.00	38.50
Goa	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05
Gujarat	7.00	338.10	0.50	0.00	0.00	345.60
Haryana	62.70	0.00	6.00	0.00	0.00	68.70
Himachal Pradesh	132.08	0.00	0.00	0.00	0.00	132.08
Jammu & Kashmir	109.74	0.00	0.00	0.00	0.00	109.74
Jharkhand	4.05	0.00	0.00	0.00	0.00	4.05
Karnataka	329.63	584.60	224.48	1.00	0.03	1139.74
Kerala	84.62	2.00	0.00	0.00	0.03	86.65
Madhya Pradesh	41.16	40.30	1.00	2.70	0.34	85.50
Maharashtra	207.08	989.60	36.00	1.00	0.19	1233.87
Manipur	5.45	0.00	0.00	0.00	0.00	5.45
Meghalaya	30.71	0.00	0.00	0.00	0.00	30.71
Mizoram	14.76	0.00	0.00	0.00	0.00	14.76
Nagaland	20.67	0.00	0.00	0.00	0.00	20.67
Orissa	7.30	0.00	0.00	0.00	0.00	7.30
Punjab	122.55	0.00	28.00	1.00	0.33	151.88
Rajasthan	23.85	339.60	15.30	0.00	0.15	378.90
Sikkim	38.60	0.00	0.00	0.00	0.00	38.60
Tamil Nadu	77.70	2892.50	174.00	1.75	0.21	3146.16
Tripura	16.01	0.00	0.00	0.00	0.00	16.01
Uttar Pradesh	25.10	0.00	121.50	5.00	0.33	151.93
Uttaranchal	75.45	0.00	0.00	0.00	0.05	75.50
West Bengal	98.30	1.10	0.00	0.00	0.05	99.45
Andaman & Nicobar	5.25	0.00	0.00	0.00	0.10	5.35
Chandigarh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Dadar & Nagar Haveli	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Daman & Diu	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Delhi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Lakshwadeep	0.00	0.00	0.00	0.00	0.65	0.65
Pondicherry	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03
Others	0.00	1.60	0.00	0.00	0.00	1.60
<b>Total (MW)</b>	<b>1826.43</b>	<b>5310.40</b>	<b>913.53</b>	<b>34.95</b>	<b>2.75</b>	<b>8088.06</b>

## Chapter 7

### RURAL ELECTRIFICATION

#### 7.0 INTRODUCTION

At the time of independence of India in 1947, electricity was available only in cities and large towns. At the commencement of the First Five Year Plan in 1951, there were only 3,061 electrified villages and about 21,000 electrical pump sets. Rural Electrification attained the status of a national programme only in the Third Plan, which laid emphasis on extension of electricity while linking it with generation of power and transmission network. The three consecutive drought years of 1966-69 severely affected agricultural production and drove home the crucial need to utilize ground water potential to stabilize agricultural production.

The National Development Council (NDC) in 1969 endorsed the programme of rural electrification with primary emphasis on energisation of pump sets to sustain the growth of agricultural production. Rural Electrification Corporation (REC) was incorporated in July 1969 to promote and finance a comprehensive rural electrification programme in the country.

#### 7.1 PROVISIONS IN ACT 2003 AND NATIONAL ELECTRICITY POLICY

The Government of India has acknowledged the need for accelerating the pace of Rural Electrification and ensuring adequate and quality supply of power to rural areas under the "Electricity Act 2003". The relevant clauses in the Act pertaining to Rural Electrification are as under:-

(a) *Part II, "National Electricity Policy and Plan" under sections 4, 5, and 6*

In these clauses, provision has been made for Central Government to notify a National Policy permitting stand-alone systems (including those based on renewable and non-conventional sources of energy) for rural areas and a National Policy on electrification and local distribution in rural areas. Appropriate Government is also obliged to supply electricity to rural areas.

(b) *Part XVIII "Miscellaneous" under section 166(5) a, b and c*

In these clauses, provision has been made for a Committee in each district to coordinate and review extension of electrification in each district, review quality of supply and consumer satisfaction and to promote energy efficiency and its conservation.

The National Electricity Policy notified in February 2005 lays the foundation for accelerated Rural Electrification programme with the objective of ensuring electricity supply to reach each household of poor and marginal sections of the society at reasonable rates within the next five years.

## 7.2 RURAL ELECTRIFICATION POLICY

In compliance with Sections 4 & 5 of the Electricity Act, 2003, the Central Government has notified the Rural Electrification Policy (REP) in August 2006. Rural Electrification ("RE") is viewed as the key for accelerating rural development. Provision of electricity is essential to cater to requirements of agriculture and other important activities including small and medium industries, khadi and village industries, cold chains, health care, and education and information technology.

National Electricity Policy states that the key development objective of the power sector is supply of electricity to all areas including rural areas as mandated in section 6 of the Electricity Act. Both the central government and state governments would jointly endeavour to achieve this objective at the earliest. Accordingly, the Central Government has launched in April, 2005 an ambitious scheme 'Rajiv Gandhi Grameen Vidhyutikaran Yojana (RGGVY)' with the goal of electrifying all un-electrified villages/un-electrified hamlets and providing access to electricity for all households in next five years for fulfillment of the National Common Minimum Programme (NCMP).

These Policies for [a] Permitting Stand Alone Systems and [b] Rural Electrification and Bulk Power Purchase & Management of Local Distribution in Rural Areas, have been prepared and framed-up through an extensive consultative process undertaken by the Ministry of Power, Government of India, involving not only the State Governments and the State Electricity Regulatory Commissions, but also other stakeholders such as non-Governmental organizations, technology providers, existing utilities etc.

The Rural Electrification Policy aims at providing access to electricity for all households by the year 2009 and Quality and reliable power supply at reasonable rates and Minimum lifeline consumption of 1 unit per household per day as a merit good by the year 2012.

The State Governments should within six months prepare and notify a Rural Electrification Plan to achieve the goal of providing access to electrify for all households.

## 7.3 REVISED DEFINITION OF VILLAGE ELECTRIFICATION

The old definition of village electrification

(i) *Prior to Oct. 1997*

"A Village should be classified as electrified if electricity is being used within its revenue area for any purpose whatsoever".

(ii) *Notified in Oct. 1997*

"A village will be deemed to be electrified if electricity is used in inhabited locality within the revenue boundary of the village for any purpose whatsoever".

(iii) *The revised definition of village electrification w.e.f 1st April 2004 is as follows:-*

"A village would be declared as electrified if

- (i) Basic infrastructure such as Distribution Transformer and Distribution lines are provided in the inhabited locality as well as the Dalit Basti / hamlet where it exists. (For electrification through Non-Conventional Energy Sources a Distribution Transformer may not be necessary).
- (ii) Electricity is provided to public places like Schools, Panchayat Office, Health Centres, Dispensaries, Community centers etc. and
- (iii) The number of households electrified should be at least 10% of the total number of households in the village."

Mandatory certification from Gram Panchyat regarding the completion of village electrification should be obtained.

#### **7.4 PROGRESS OF RURAL ELECTRIFICATION IN 9<sup>th</sup> PLAN**

The 9<sup>th</sup> Plan document targeted for electrification of 30,000 villages and energisation of 20 lakh pump sets during the 9<sup>th</sup> Plan. Achievements during the Plan up to March 2002 are electrification of 13,409 villages and energisation of 15,76,036 pump sets.

#### **7.5 PRESENT STATUS**

The total number of inhabited villages in the country has increased from 5, 87,258 as per 1991 Census to 5, 93,732 as per 2001 Census. The total number of inhabited villages electrified as on 28.2.2007 are 4,75,117 villages i.e. 80 % villages have been electrified as on 28<sup>th</sup> February, 2007. About 1,18,615 numbers of villages still remain to be electrified out of which about 25,000 villages are located in remote and difficult areas and it is not possible to extend power supply to these villages through the existing power grid. Electrification of these villages, therefore, is proposed to be done through various sources of distributed generation including non-conventional sources of energy.

As per the new definition of Village Electrification, Six states namely Delhi, Goa, Hayana, Kerala, Tamilnadu and Punjab have achieved 100% electrification as against the earlier states namely Andhra Pradesh, Delhi, Goa, Gujarat, Haryana, Kerala, Maharashtra, Nagaland, Punjab, Sikkim and corresponding to inhabited villages as per 1991 Census. The number of balance villages to be electrified may further increase.

---



As against the potential of 195.94 lakh pumpsets in the country, 149.20 lakhs have been energized by the end of 31<sup>st</sup> January, 2007 i.e. electrification of 76 % pumpsets.

## 7.6 RURAL ELECTRIFICATION PROGRAMME FOR 10<sup>th</sup> & 11<sup>th</sup> PLAN

The Government of India under the Programme of Rural Electricity Infrastructure and Household Electrification has launched a scheme to electrify

**At present 80 % village electrification completed and  
77 % pump sets energized**

1,25,000 estimated at start of RGGVY Scheme villages earmarked during 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> plan. Details of the new schemes are discussed below:-

## 7.7 NEW SCHEME OF "RURAL ELECTRICITY INFRASTRUCTURE AND HOUSEHOLD ELECTRIFICATION" - RAJIV GANDHI GRAMEEN VIDYUTIKARAN YOJNA - (2005)

A new scheme titled "Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana- Scheme of Rural Electricity Infrastructure and Household Electrification" was launched in April, 2005 for attainment of the National Common Minimum Programme (NCMP) goal of the

**Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana launched in 2005 for attainment  
of Common Minimum Programme goal of Government, of providing access  
to electricity for all households in five years.**

government of providing access to electricity for all households in five years. The scheme is to electrify 1,25,000 villages including 25,000 remote location villages at an estimated cost of Rs,16,000 crores.

The above scheme merges the "**Accelerated Electrification of One lakh villages and one crore households**" and the "**Minimum Needs Programme**" for rural electrification. The features of the erstwhile "**Kutir Jyoti Programme**" for free single point connection for households below poverty line with 100% funding, would also be suitably integrated with this scheme.

From the year 2001-02, Rural Electrification of dalit bastis and hamlets was treated as Basic Minimum Service and had been included under **Pradhan Mantri Gramodaya Yojna** (PMGY) as one of the six components of the scheme. The States had to make the inter-se allocation of funds. However, in view of the launching of RGGVY, PMGY has been discontinued w.e.f. 2005-06.

**DETAILS OF THE SCHEME****7.7.1 Subsidy to be Provided**

- (i) **To provide for 100% subsidy** for single point connection in households Below Poverty Line (BPL)
- (ii) **Scheme with 90% capital subsidy would finance projects for:**
  - (a) Provision of 33/11 kV substations in blocks where these do not exist
  - (b) Electrification of unelectrified villages
  - (c) Electrification of unelectrified habitations and provisions of distribution transformers in electrified villages/habitation(s)
  - (d) Electrification of unelectrified Below Poverty Line (BPL) households (continuation of existing Kutir Jyoti Scheme)
  - (e) Decentralised distributed generation for such villages where grid connectivity is either unfeasible or not cost-effective.
- (iii) **Investments under the 90% capital subsidy scheme**
  - (a) Households above poverty line would be paying for their connections at prescribed connection charges
  - (b) The rural electricity distribution infrastructure is being augmented primarily through credit from REC to cater to increasing demand and for improving quality of supply through Franchisee.
  - (c) In the management of rural distribution through franchisees, the Panchayat Institutions would be associated. The selection training and capacity building of franchisees for efficient management of rural distribution would be in the implementation of the programme.

**7.7.2 Fund Requirement**

The programme would be implemented in two phases. Details of the overall cost estimate of both phases of the Scheme totaling to Rs 16,000 crores is furnished in **Appendix-7.1**.

**7.7.2.1 Funds for 10<sup>th</sup> Plan**

The fund of capital subsidy for the first phase to be implemented during 10<sup>th</sup> plan is 5000 crore.

The scheme merges the existing "Accelerated Electrification of One Lakh villages and one crore households" and Minimum Needs Programme for rural electrification.

The scheme will be subject to evaluation and view on modification required for implementation during 11<sup>th</sup> Plan, will be taken.

---

### **7.7.2.2 Funds for 11<sup>th</sup> Plan**

Funds for Phase-II of the Scheme would be sought for after review of experiences of Phase-I of 10<sup>th</sup> Plan scheme and after the formulation of 11<sup>th</sup> Five Year Plan Outlay.

### **7.7.3 New Service Agencies for Rural Electrification**

The National Electricity Policy stipulates that REC would be the nodal agency at Central Government level to implement the programme for achieving the goal of village electrification. The services of CPSUs have been offered to the states for assisting them in the execution of Rural Electrification Projects as per their willingness and requirement. With a view to augmenting the implementation capacities for the programme, REC has entered into MOUs with NTPC, POWER GRID, NHPC, and DVC to make available CPSUs' project management expertise and capabilities to States wishing to use their services. The MOU shall remain in force, unless extended by mutual consent for an initial period of 10 years.

### **7.7.4 Monitoring of Scheme**

This scheme is proposed to be monitored by Ministry of Power along with Planning Commission & Ministry of Finance. Independent evaluations of the scheme will also be taken up from time to time.

## **7.8 ROLE OF MINISTRY OF NEW AND RENEWABLE ENERGY (MNRE)**

Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) has been responsible for electrification of remote villages in association with Indian Renewable Energy Development Agency (IREDA), the financial institution under the Ministry. There are around 24,418 villages reported by MNRE located in remote areas, hilly terrains, islands, and deserts etc. which are thinly populated as on 31-03-2005. Such villages can be electrified more economically through decentralized generation and non-conventional energy resources like solar, wind, small hydro and biomass. It has now been decided to entrust the responsibility for identification of remote un-electrified villages which will not be connected to the Grid, to the Rural Electrification Corporation.

## **7.9 CONCLUSION**

Rural Electrification is to be accorded top most priority as envisaged in the Electricity Act 2003. The National Electricity Policy was finalized by the Government in February 2005 and the Rural Electrification Policy notified in August 2006. A number of programmes as well as Schemes have been instituted to make requisite funds available to realize the objective of electrification of all villages in next five years. The capacity addition as worked out in the Plan also considers the complete demand of rural electrification.

\*\*\*\*\*

---

## Appendix 7.1

## SCHEME OF RURAL ELECTRICITY INFRASTRUCTURE AND VILLAGE ELECTRIFICATION

## COST ESTIMATES OF THE SCHEME

SINo.	DETAILS	Rs Crores
1	Electrification of 1,25,000 un-electrified villages which include interalia development of backbone network comprising Rural Electricity Distribution Backbone (REBD) and Village Electrification Infrastructure (VEI) and last mile service connectivity to 10% Households in the village @ Rs. 6.50 lakhs/village	8,125
2	Rural Households Electrification (RHE) of population under BPL i.e. 30% of 7.8 crores unelectrified Households (2.34 crore households @ Rs.1500/H/ as per Kutir Jyoti dispensation	3,510
3	Augmentation of backbone network in already electrified villages having un-electrified inhabitations @ Rs/1lakh/village for 4.62 lakh villages	4,620
4	Total (1+2+3)	16,255
	<b>Outlay for the scheme</b>	<b>16,000</b>
	Subsidy component @ for 90% items 1 & 3 and for and 100% or item 2	14,750
	Component of subsidy to be set aside for enabling activities including technology development @ 1% of outlay.	160

Source: MOP

## Chapter 8

### CAPTIVE POWER GENERATION

#### 8.0 INTRODUCTION

Large number of captive power plants including co-generation power plants of varied type and sizes exist in the country which is either utilized in process industry or for in-house power consumption. A number of industries do not want to depend upon the grid power and have set up their captive power plants so that reliable and quality power is available to them. Some plants are also installed as standby units for operation only during emergencies when the grid supply is not available. Captive power plants including co-generation power plants could therefore play a supplementary role in meeting the country's power demand and will be of great help in developing the power sector and making electricity available to all as envisaged in the National Electricity Policy.

#### 8.1 PROVISIONS OF ELECTRICITY ACT, NATIONAL ELECTRICITY POLICY AND MOP NOTIFICATION

- 8.1.1 After the enactment of Electricity Act 2003, there is a renewed interest in captive generation. Surplus power, if any, from the captive power plants may be fed into the grid as open access has been allowed. Electricity Act 2003 has laid special emphasis on captive power generation and its provisions are as follows:

##### Definition

##### Section-2, Clause-8

"Captive Generating plant means a power plant set up by any person to generate electricity primarily for his own use, and includes a power plant set up by any cooperative society or association of persons for generating electricity primarily for use of members of such co-operative society or association."

##### Section-2, Clause-12

"Cogeneration means a process which simultaneously produces two or more forms of useful energy (including electricity)"

---

**Captive Generation – Section 9, (1) & (2)**

Section 9 (1)-Notwithstanding anything contained in this Act, a person may construct, maintain or operate a captive generating plant and dedicated transmission lines:

Provided that the supply of electricity from the captive generating plant through the grid shall be regulated in the same manner as the generating station of a generating company.

Section 9(2) - Every person, who has constructed a captive generating plant and maintains and operates such plant, shall have the right to open access for the purposes of carrying electricity from his captive generating plant to the destination of his use:

Provided that such open access shall be subject to availability of adequate transmission facility and such availability of transmission facility shall be determined by the Central Transmission Utility or the State Transmission Utility, as the case may be:

Provided further that any dispute regarding the availability of transmission facility shall be adjudicated upon by the Appropriate Commission.

8.1.2 Further as per MoP notification dated 8.6.2005, the requirements of Captive Generating Plant are as under:-

**MoP notification directing that not less than 26% ownership of captive plant with captive user and not less than 51% electricity generated by captive plant to be consumed by captive users.**

No power plant shall qualify as a 'captive generating plant' under Section 9 read with clause (B) of Section 2 of the Act unless –

(a) In case of power plant -

1. not less than twenty six percent of the ownership is held by the captive user(s), and
2. not less than fifty one percent of the aggregate electricity generated in such plant, determined on an annual basis, is consumed for the captive use :

Provided that in case of power plant set up by registered cooperative society, the conditions mentioned under paragraphs at (i) and (ii) above shall be satisfied collectively by the members of the co-operative society;

Provided further that in case of association of persons, the captive user(s) shall hold not less than twenty six percent of the ownership of the plant in aggregate and such captive user(s) shall consume not less than fifty one percent of the electricity generated,

---

determined on annual basis, in proportion to their shares in ownership of the power plant within a variation not exceeding ten percent;

(b) In case of a generating station owned by a company formed as special purpose vehicle for such generating station, a unit or units of such generating station identified for captive use and not the entire generating station satisfy(s) the conditions contained in paragraphs (i) and (ii) of sub-clause (a) above including -

**Explanation:**

- (i) The electricity required to be consumed by captive users shall be determined with reference to such generating unit or units in aggregate identified for captive use and not with reference to generating station as a whole; and
- (ii) The equity shares to be held by the captive user(s) in the generating station shall not be less than twenty six per cent of the proportionate of the equity of the company related to the generating unit or units identified as the captive generating plant.

**8.1.3** The National Electricity Policy mentions that a liberal provision with respect to setting up captive power plant has been made in the Electricity Act 2003 to not only secure reliable, quality and cost effective power but also to facilitate creation of employment opportunities through speedy and efficient growth of industry.

The provision relating to captive power plants to be set up by a group of consumers is primarily aimed at enabling small and medium industries or other consumers that may not individually be in a position to set up plant of optimal size in a cost effective manner.

The Policy also recognizes that a large number of captive and standby generating stations in India have surplus capacity that could be supplied to the grid continuously or during certain time periods for meeting demand for power. Under the Act, captive generators have access to licensees and would get access to consumers who are allowed open access. Grid inter-connection for captive generators shall also be facilitated. This should be done on priority basis to enable captive generation to become available as distributed generation along the grid.

Appropriate commercial arrangements would need to be instituted between licensees and the captive generators for harnessing of spare capacity energy from captive power plants. The appropriate Regulatory Commission shall exercise regulatory oversight on such commercial arrangements between captive generators and licensees and determine tariff when a licensee is the off-taker of power from captive plant.

## **8.2 STATUS OF CAPTIVE GENERATION**

The Installed Capacity of Captive Power plants (1 MW and above) has grown substantially from 588 MW in 1950 to 19,103 MW as on 31<sup>st</sup> March 2005 i.e. at the end of third year of 10<sup>th</sup> Plan. This comprises 8,757 MW from steam, 7,715 MW from diesel

---

including wind, 3,124 MW from gas and 62 MW from hydro based stations. The energy generated by this capacity of captive plants was 71,582 MU. The Installed Capacity in the country as on 31/3/2005 was 1,18,419 MW and therefore the captive capacity is about 16.6 % of the total Installed capacity in the country. The details are indicated in Table 8.1 given below:

Table 8.1

MODE WISE INSTALLED CAPACITY AND GENERATION OF CAPTIVE PLANTS (1 MW & above) as on 31.3.2005.			
Sl.No.	Mode	Installed Capacity (1 MW & above) ( MW)	Generation (MU) In the year 2004-05
1.	Hydro	61.97	102.36
2.	Steam	8757	41590.7
3.	Diesel @	7714.69	14270.62
4.	Gas	3123.28	15617.97
5.	Total	19656.94 *	71581.65
@ Includes wind		* Provisional	

In view of the provisions of the Electricity Act and the National Electricity Policy encouraging setting up of captive plants and feeding of surplus power available into the grid, an exercise has been carried out to estimate this surplus capacity.

### 8.3 SURPLUS CAPTIVE CAPACITY

Most of the States of the country are at present facing shortage of peak and energy of varying magnitude during different times of the year/day. In view of the thrust to be given to captive plants as also the liberal provisions of the Act encouraging feeding of surplus power into the grid, an initiative has been taken to assess the existing captive capacity in the country along with the surplus capacity available therefrom for feeding into the grid. Efforts are also being made to address the technical/commercial issues and impediments to feeding of surplus capacity into the grid and to recommend measures to address these problems. This would facilitate the manufacturers, industries and trading organizations to make available additional power from the captive power plants. Based on the discussions held with various industries etc. and data collected in the year, it has been estimated that surplus potential to the tune of 5500 MW exists which can be fed into the grid provided the conditions are commercially attractive and encouraging for



such transaction to take place. However, surplus power of only about 1100 MW has been offered from captive plants.

However, recent meeting convened by CEA on 1.3.2007 with captive power plant owners and representatives of industry association indicate that in last one year most of

**Captive generation has grown from 588 MW in 1950 to 19657 MW at Present i.e on 31.03.2005. Energy generated from captive capacity is 72 BU. Estimated capacity addition of about 12,000 MW from captive plants during 11<sup>th</sup> Plan.**

the captive power has been utilized either for increased captive use or by supplying to power utilities and third parties. However, availability of surplus capacity may further increase with new capacity addition in captive plants after various technical and commercial issues are resolved. A capacity addition of about 12,000 MW from captive plants is expected during the 11<sup>th</sup> Plan based on information/details received from captive plant manufacturers and about 20% of this capacity is expected to be surplus and available to be fed into the grid. However to harness this surplus capacity it is essential that various issues/ bottlenecks being faced are addressed and technical and commercial issues are resolved to make the export arrangements attractive and commercially viable.

#### 8.4 REGIONAL LEVEL MEETINGS

To facilitate tapping of surplus power from the existing and future CPPs/co-generation plants, MoP and CEA along with PTC and PFC held a series of regional level meetings. These meetings were organized with the help of PHDCCI in the Northern Region and CII in rest of the regions. Meetings were also held with Indian Sugar Manufacturers Association (ISMA) in respect of co-generation plants of the Sugar Industries.

A number of issues were raised during these meetings in respect of technical as well as commercial aspects, which were later taken up with MoP/ Forum Of Regulators (FOR).

#### 8.5 DISCUSSIONS WITH FORUM OF REGULATOR (FOR)

The issue of various charges levied by SERCs was taken up by Ministry of Power with Forum of regulators (FOR). During the meeting of FOR, it was decided to constitute a Sub-group consisting of CERC, State Regulators of Gujarat, Karnataka, Chhattisgarh, Andhra Pradesh, Delhi, Orissa, Rajasthan, Haryana, MoP and CEA. A meeting of the Sub-group was held on 16<sup>th</sup>-17<sup>th</sup> November, 2005 and these issues were discussed and various measures were recommended for facilitating open access in distribution and harnessing surplus captive generation in the country. Major recommendations of the Sub-group are as under:-

- Reasonable cross subsidy surcharge and other charges to provide some economic incentive to the consumers to avail open access.

- The procedure for grant of open access should be simple enough to encourage the consumer to exercise his choice.
- All future Captive generation capacity need not be fully locked in long-term PPAs. 15/20% of the future capacity could be kept out of long term PPAs so that it is available to open access consumers or in the market.
- The SERCs should allow recovery of some portion of fixed cost in addition to the variable cost of captive generation. The captive generators may offer their surplus power on the basis of a firm schedule. Infirm power from CPP should also be considered for purchase.
- Benchmark tariff for generators using different fuels may be indicated by the Appropriate Commission for purchase of power from CPP of up to 15 MW plant size.
- There should be no penalty for reduction of contract demand by any captive plant
- For computation of wheeling charges and losses, the Sub-Group recommended the following methodology:
  - The transmission charges should be specified on the basis of voltage level of transmission.
  - Only technical losses should be taken into account while specifying transmission losses
  - Losses should be applied in kind, i.e., the drawal schedule of the Open Access Consumer shall be the injection schedule adjusted for losses.
- The Group felt that reactive energy charges from the open access consumers or captive power plant owners may be levied by the licensee of the area at par with other users.

## 8.6 WORKSHOP ON CAPTIVE POWER PLANTS

Ministry of Power and Central Electricity Authority in association with Ministry of Coal, Ministry of New & Renewable Energy (MNRE) and Power Finance Corporation Ltd organised a Workshop on Captive Power Plants to deliberate on various regulatory policy issues affecting CPPs, the difficulties being faced by CPPs in increasing captive generation, issues relating to fuel supply, future plans for addition of captive power capacity, renovation of old units and steps required to promote co-generation plants and other CPPs.

## 8.7 STATUS OF VARIOUS ISSUES IDENTIFIED

Various Regulatory/Technical/Commercial issues raised during regional level meetings as well as meetings in CEA held with CPPs/Industry Associations etc. along with the status of action taken is given in Table 8.2 below.

---

Table 8.2

Sl. No.	Issues	Action/Status
1.	Open Access, which is the key provision to attract investment in new generation/ transmission/distribution projects, should be made effective as per the provisions of Electricity Act, 2003 and National Electricity Policy,	Most of the SERCs have already issued regulations.
2.	Surcharge/ Cross Subsidy Surcharge in some States is very high	Tariff policy notified by GoI on 6 <sup>th</sup> January, 2008
3.	Very high, discriminate electricity duty imposed on captive power generation and imposition of cess on captive power generation by some State Govts.	Working group recommends that electricity duty should not be imposed on generation of power from captive power plant. This may be considered by State Govts.
4.	Reduction in contract demand by CPP not allowed by state DISCOM resulting in higher demand charges	Recommended by Working Group
5.	Demand charges levied on connected load irrespective of actual drawal from DISCOM.	Recommended by Working Group
6.	Exorbitant wheeling charges for intra-state transmission system for transfer of surplus power from captive plant.	Recommended by Working Group
7.	Other charges levied on CPPs by Regulatory Commissions. - Additional surcharge - Parallel operation charge - Contract Demand Charge/ Annual Minimum Guarantee Charge - Transmission Charge - Fixed Charge for electricity connection - SLDC charge - Reactive energy charge - Banking charge	Recommended by Working Group

## 8.8 CONCLUSION

It is recommended that Captive/group captive generation should be encouraged as envisaged in the National Electricity Policy and Integrated Energy Policy. To further address the problems faced by the captive generators and harnessing surplus power from the CPPs, the following recommendations are made:

### (A) General - Captive & Renewable/ Cogeneration Plants

- (i) To initiate action through Energy Departments of all the States to identify the surplus capacity available from the captive power plants and approach State Utilities/Discoms to buy the surplus power available from the captive power plants.

- (ii) As one of the option, CPP may be given tariff at frequency-based UI rates under ABT mechanism.

At present, the UI rates are as under:

<u>Frequency</u>	<u>UI Rate (Rs.)</u>
49.0 Hz	5.70
49.5 Hz	3.45
50.0 Hz	1.50
50.5 Hz	0.00

- (iii) Single Window at State level to handle all issues relating to installation of Captive plants i.e. environment clearance, open access etc);  
(As per amended Electricity Act CPPs have been freed from licensing. However, permission needs to be obtained in respect of environmental clearance as well as third party sale of power (Open Access). The single window to handle all such issues will greatly facilitate in obtaining the required clearance within a stipulated period).
- (iv) Electricity duty plus cess to be reduced as it is high in certain States i.e. AP- 25p/unit; Chattisgarh- 10p/unit; West Bengal- 20p/unit.
- (v) Electricity duty to be imposed on consumption and not on generation
- (vi) Custom duty on import of all fuels (coal, gas and Furnace oil) to be fixed at reasonable rates.
- (vii) Open access to be allowed in phases by SECRs who have issued regulations

Connected demand 10 MW and above – June 2005/April 2006

Connected demand 1 MW and above – April 2007/ December 2008

- (viii) Monitoring of capacity addition and generation from captive/co-generation plants is required to be strengthened. In this exercise a methodology is required to be worked out in association with Ministry of Non-Conventional Energy Sources as there is an apprehension that the co-generation plants and renewable energy sources plants which are captive also are included in the Installed Capacity of Utility as well as in Captive Plants Capacity.
- (ix) Minimum demand energy charges should be on actual basis rather than on connected load of Industry having CPP.

**(B) Renewable/Co-generation Plants**

- (i) SERCs to encourage and specify minimum percentage for purchase of power from renewable and co-generation plants.
- (ii) Mandating the distribution utilities in the State to purchase renewable energy to reach at least a target of 4 - 5% of total energy consumption in the area of each DISCOM/licensee by the year 2012 on a sliding scale beginning from 1-2% in the first year of 11<sup>th</sup> plan.
- (iii) Co-generation power is to be given "Must Run" status. Co-generation power should be treated at par with non-conventional energy sources such as wind energy. Therefore, no backing down of the co-generation power be resorted to by the off taking distribution utilities except in events of force majeure.
- (iv) Provision of banking facility may be considered and withdrawal of banked energy may not be linked with grid frequency and time of day in respect of renewable energy sources captive/co-generation plants.
- (v) There should be no cross-subsidy surcharge on surplus power to be supplied by a renewable source based captive/Co-generation plant.

\*\*\*\*\*

---

## Chapter 9

### **RENOVATION, MODERNISATION, UPRATING AND LIFE EXTENSION**

#### **9.0 BACKGROUND**

The optimization of generation from the existing capacity is of utmost importance in the resource-crunch environment. The installation of new power projects involves large investment, resources and long gestation period. In view of the large quantum of finances required to install additional capacity, the optimisation of generation from the existing generating capacity through Renovation & Modernisation (R&M) has been considered to be the best option to achieve additional capacity and generation at a much lower cost and in a shorter time. The useful life of the plants is increased, yielding benefits in the shortest possible time at a reasonable cost as compared to new plants.

#### **9.1 THERMAL POWER PLANTS**

##### **9.1.1 R&M/Life Extension Programme**

##### **10<sup>th</sup> Five Year Plan Programme**

Based on the life of plants, their past performance and the present condition, CEA had identified 106 thermal units for Life Extension works and 57 units for R&M, in consultation with the station authorities during the 10<sup>th</sup> Plan.

**During 10<sup>th</sup> Plan, 106 thermal units for Life Extension and 57 thermal Units for R&M.**

The Salient features of R&M and LE programme during 10<sup>th</sup> Plan is given in **Table 9.1** below:

Table 9.1

	Particulars	R&M	LEP
(i)	Number of thermal power stations covered	13	32
(ii)	Number of thermal units	57	106
(iii)	Total capacity involved (MW)	14270	10413
(iv)	Expected capacity after LEP (MW)	-	10747
(v)	Average PLF of the units before R&M/LEP programme (%)	-	49
(vi)	PLF anticipated after completion (%)	-	75
(vii)	Anticipated additional generation/ annum (MU)	Sustenance	23700
(viii)	Estimated Cost (Rs. Crores)	977	9200

### 9.1.2 Review of the progress of R&M and LE Programme - Thermal

The National Committee on R&M reviewed the R&M and LE works during the 10<sup>TH</sup> Plan as well as 11<sup>th</sup> Plan Programme. Details of the same are as given below.

#### Tenth Plan – Programme & Achievement

The R&M works on all the 57 units are in an advanced stage of completion. Details of these schemes are given in **Appendix-9.1**. Out of 106 units identified for LE works during 10<sup>th</sup> plan, work on 11 (985 MW) units has already been completed whereas work on 8 (474 MW) units is under execution and likely to be completed during 11<sup>th</sup> plan. Orders for LE work on another 16 (2560 MW) units have been placed. Revival / LE work on other 26 (1698 MW) units has not been found to be economically viable. There are 21 (2203 MW) units which were included for LE works and are now included in "Partnership in Excellence (PIE) Programme, The LE works on these units will be taken up after attaining the desired improvement, if found techno-economically viable. On the balance 28 (3013 MW) units the orders are likely to be placed shortly and the works will be completed during 11<sup>th</sup> plan. A Summary is furnished in **Table-9.2**.

Table 9.2

LE WORKS	NO. OF UNITS/ (MW)	
(i) Work Completed -	11	(985)
(ii) Under execution ( likely to be completed in 11 <sup>th</sup> Plan) -	8	(474)
(iii) Orders placed -	16	(2560)
(iv) Not economically viable -	26	(1698)
(v) PIE Programme -	21	(2203)
(vi) Orders not placed likely to come up later -	24	(2492.5)
<b>Total</b>	<b>106</b>	<b>(10,413)</b>

Project-wise physical status of thermal units identified for LE works during 10<sup>th</sup> plan are furnished in Tables 9.3 to 9.8:

(a) **THERMAL UNITS WHERE LIFE EXTENSION WORKS HAVE BEEN COMPLETED DURING 10<sup>TH</sup> PLAN**

Table 9.3

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
1	Korba (East)	1	40
2		4	40
3		5	120
4		6	120
5	Kothagudem	6	105
6		7	110
7		8	110
8	Bhatinda	1	110
9		2	110
10	Ennore	1	60
11		2	60
		11 units	985

(b) **THERMAL UNITS WHERE LIFE EXTENSION WORKS ARE IN PROGRESS AND LIKELY TO BE COMPLETED DURING 11<sup>TH</sup> PLAN**

Table 9.4

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
1	Obra	1	40
2		2	40
3		3	40
4		4	40
5		5	40
6		6	94
7	Ukai	1	120
8	H'Gunj	5	60
		<b>8 units</b>	<b>474</b>



## (c) THERMAL UNITS WHERE ORDERS FOR LE WORKS HAVE BEEN PLACED

Table 9.5

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
1	Panipat Ukal	1	110
2		2	120
3	Tuticorin	1	210
4		2	210
5		3	210
6	Amarkantak	3	120
7		4	120
8	Obra	9	200
9		10	200
10		11	200
11		12	200
12		13	200
13	Bhatinda	3	110
14		4	110
15	Gandhi Nagar	1	120
16	Gandhi Nagar	2	120
		<b>16 units</b>	<b>2560</b>

## (d) THERMAL UNITS WHERE LE WORKS NOT FOUND ECONOMICALLY VIABLE

Table 9.6

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
1	H'Gunj	1	40
2	Amarkantak	1	30
3		2	20
4	Paras	2	58
5	Bhusawal	1	58
6	Parli	1	30
7		2	30
8	Chandrapura(ASEB)	1	30
9	Bongaigaon	1	60
10		2	60
11	Namrup	1	23
12	Bokaro	1	45
13		2	45
14		3	45

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
15	Koradi	1	115
16		2	115
17		3	115
18		4	115
19	Dhuvaran	1	63.5
20		2	63.5
21		3	63.5
22		4	63.5
23	Patratu	4	40
24		5	90
25	Nasik	1	140
		2	140
		26 units	1698

(e) **THERMAL UNITS NOT PERFORMING WELL AND TAKEN UP UNDER PARTNERSHIP IN EXCELLENCE (PIE) PROGRAMME**

Table 9.7

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
UTTAR PRADESH			
1	Obra	7	94
2		8	94
3	Panki	3	105
4		4	105
5	H'Gunj	3	60
6		4	60
7		7	105
GUJARAT			
8	Dhuvaran	5	140
9		6	140
JHARKHAND			
10	Chandrapura (DVC)	1	130
11		2	130
12		3	130
13	Patratu	6	90
WEST BENGAL			
14	Santalidih	1	120
15		2	120
16		3	120
17	Bandel	1	80
18		2	80
19		3	80
20		4	80
21	Durgapur (DVC)	3	140
		21 units	2203

(f) **THERMAL UNITS WHERE ORDERS FOR LE WORKS ARE LIKELY TO BE PLACED LATER ON****Table 9.8**

Sl. No.	Name of Station	Unit No.	Present rated Capacity (MW)
1	Badarpur	1	95
2		2	95
3		3	95
4		4	210
5		5	210
6	Panipat	3	110
7		4	110
8	Faridabad	1	55
9		2	55
10		3	55
11	Satpura	1	62.5
12		2	62.5
13		3	62.5
14		4	62.5
15		5	62.5
16	Vijayawada	1	210
17		2	210
18	Chandrapura (DVC)	4	120
19		5	120
20		6	120
21	Barauni	4	50
22		5	50
23	Patratu	7	105
24		8	105
		24 units	2492.5

The details of units showing improvements where LE works have been completed during 10<sup>th</sup> plan is given in **Table-9.9**.

# **ACHIEVEMENTS IN TERMS OF PLF OF THE UNITS WHERE LE WORKS HAVE BEEN COMPLETED DURING 10<sup>TH</sup> PLAN**

**Table 9.9**

Sl.No.	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)	Date of completion	PLF before LE(%)-Av. Of year 99-2K to 2001-02	PLF(%)	Remarks
1	Kothagudem	6	105	15.08.2002	56.64	92.69*	* Av. PLF of years 2003-04 to 2005-06
2	Kothagudem	7	110	13.05.2004	70.64	89.29**	** Av. PLF of years 2004-05 to 2005-06
3	Kothagudem	8	110	09.03.2004	65.59	87.98**	** Av. PLF of years 2004-05 to 2005-06
4	Korba (East)	1	40	03.03.2004	76.10	91.10**	** Av. PLF of years 2004-05 to 2005-06
5	Korba (East)	4	40	03.10.2003	75.53	87.75**	** Av. PLF of years 2004-05 to 2005-06
6	Korba (East)	5	120	03.03.2005	61.16	73.64***	*** PLF of year 2005-06
7	Korba (East)	6	120	08.10.2003	61.64	77.78**	** Av. PLF of years 2004-05 to 2005-06
8	Bathinda	2	110	05.10.2005	76.85		LE works completed in Oct. 05 Unit is running at full load.
9	Bhatinda	1	110	Feb 2007	69.9		LE works completed in Feb 07, unit under synchronisation
10	Ennore	2	60	April, 2006	51.05		LE works completed in April, 06 unit under Stabilisation
11	Ennore	1	60	Jan 07	54.7		LE works completed in Jan 07, unit under synchronisation

## **9.1.3 Programme for 11<sup>th</sup> Plan- Thermal**

During the 11<sup>th</sup> Plan, 34 units aggregating to 7395 MW have been identified for R&M works, details of which are as given in **Appendix-9.2**

In respect of LE works, plans have been drawn up, a Summary of which is as follows:

Units planned for 11<sup>th</sup> Plan

**No of Units**  
71 ( including 12 units slipped  
from 10<sup>th</sup> Plan)

22 Stations included in PIE Programme

Details of LE Works in 11<sup>th</sup> Plan are furnished in Table 9.10:

**Table 9.10**  
**LE PROGRAMME FOR 11<sup>TH</sup> PLAN- THERMAL**

Description	LE
No. of Units Covered	71
Capacity (MW)	11,762
Estimated Cost (Rs. Crores)	Rs 1cr to 1.25 cr /MW
Targeted Benefits (MUs /Annum )	Increase in life by 15 – 20 years

The unit wise details of schemes covered under LE programme during 11<sup>th</sup> plan is given in **Appendix-9.3**. This is in addition to the LE works on 8 units in progress which were likely to be completed in 10<sup>th</sup> Plan but are now slipped to 11<sup>th</sup> Plan.

#### 9.1.4 Improvement In performance by modern O&M Practices - Partnership for Excellence in plant performance

It was seen that due to power shortages prevailing in state and long shutdown required for residual life assessment study and implementing life extension programme, many utilities were reluctant to take up LE programme. It was, therefore, planned to take up phased improvement of performance of these units. Under this programme generating companies who were performing well provide assistance in improving performance of non-performing companies. Towards this initiative, CEA identified 22 power stations of 11 utilities, with a capacity of 7930.5 MW across the country. Out of these, 17 stations with an operating capacity of 5050 MW were entrusted to NTPC and one station (280 MW) to TATA power. On remaining 4 stations the respective utilities are taking their own course of action. The plants entrusted to NTPC recorded an additional generation of energy-3690 MUs corresponding to an equivalent capacity addition of 720 MW, considering national average PLF. Capacity addition of this order requires an investment of around Rs.3,000 crore at a Greenfield project. Some additional units have also been identified for R&M and life extension. The decision for investment for R&M/LE will be based on cost benefit analysis. If not economically viable installation of new plants at the existing sites may be considered.

#### Steps involved in implementation of PIE Programme

'PIE' programme is envisaged to be implemented in 3 phases as under:

- Phase-I : Toning up of O&M practices and training of operating personnel
- Phase-II : Procuring essential spares from Original Equipment Manufacturers (OEM), carrying out comprehensive Capital Overhauling and doing essential R&M works to improve PLF above 60 % .
- Phase-III : Residual Life Assessment (RLA) studies and major Renovation & Modernisation / Life Extension (R&M / LE ) works based on techno-economic viability.

### Present status of progress

The following steps have been taken / are being taken on identified stations:

- Agreements with concerned power utilities have been signed by better performing Partners viz. NTPC and Tata Power between October 2005 and December 2005.
  - NTPC has already deputed 136 executives at 13 stations and has also set up head office at Patna for implementation and monitoring of 'PIE' programme. On remaining 2 PIE stations of NTPC namely Bandel and Santaldih, PIE activities could not be undertaken due to lack of interest from WBPDCCL as reported by NTPC. As informed by NTPC, WBPDCCL has planned to phase out Bandel TPS (unit 1 to 4) due to ageing of these units. Santaldih TPS has been operating at low PLF due to inadequate capacity of Coal Handling Plant.
  - Tata Power has deputed its executives at Dhuvran station (units-1 & 2) of GSECL for effective implementation and monitoring of 'PIE' programme.
  - Phase-I activities of improved O&M practices and minimum overhauling have been mostly completed on 13 PIE stations by NTPC and 1(one) PIE station by Tata Power.
  - Implementation of management practices as per NTPC's O&M system Manual is in progress.
  - Phase-II activity of Comprehensive overhauling has been initiated on 13 PIE stations by NTPC. In order to accelerate the pace of supply of spares and obviate the need for signing of MOUs with the concerned power utilities, a system of placement of Open Order on BHEL by power utilities has been introduced. Most of the power utilities have placed open order for supply of spares on BHEL in Oct- Nov 2006.
  - The details of PLF and Generation in December 2006 and during April to December 2006 on various stations covered under PIE programme as well as the same during the corresponding period last year are given in **Appendix-9.4** . It can be seen that 10 stations under PIE programme with partnership with NTPC and Tata Power have shown marked improvement in Generation and PLF during the period April to December 2006 as compared to corresponding period last year.
-

## Achievements

The programme has started showing results in the form of improvement in PLF. 8 (eight) stations achieved PLF above 65% as shown in **Table 9.11**

**Table 9.11**

**Improvement In PLF Of Various Units Taken UP For Life Extension Under PIE Programme**

Sl. No.	Utility	Power Station	Capacity under PIE (MW)	Plant Load Factor ( %) during	
				Dec, 05	Dec, 06
1.	JSEB	Patratu units 1 & 2	80 MW	38.00	83.15
2.	DVC	Durgapur units-3 & 4	350 MW	42.23	81.29
3.	IPGCL	Raighat units-1 & 2	135 MW	84.31	81.17
4.	DVC	Chandrapura units-1,2 & 3	390MW	70.98	78.04
5.	TNEB	Ennore units 2,3 & 5	280 MW	21.37	73.49
6.	TVNL	Tenughat TPS units-1&2	420 MW	45.73	72.33
7.	UPRVUNL	Parichha Units-1,2 of	220 MW	26.49	71.28
8.	DVC	Bokaro 'B' units-1,2 & 3	630MW	65.03	68.58

Most of other stations also showed improvement in their PLF. This improvement in performance has been achieved through implementation of phase-I activities of PIE programme. Further, improvement in PLF is expected on completion of phase-II activities. The phase-II of the programme, therefore, needs to be continued and new stations which are perpetually running at PLF below 60% and have sufficient remaining lifetime (Details given in **Table 9.12** may be considered for inclusion under PIE programme.

**Table 9.12**

**Stations running at PLF lower than 60% to be considered for Inclusion under PIE**

Name of the Station	Cap. (MW)	PLF( %) up to Dec	
		05-06	06-07
Faridabad Extn. (HPGC)	3x60 =180	50.3	40.9
Chandrapur (MSEB)	4x210+3x500=2340	68.4	58.0
Neyveli Lig. St. II ( NLC )	7x210 = 1470	74.7	58.3

## 9.2 HYDRO POWER PLANTS

### 9.2.1 Review of R&M Programme

Recognizing the benefits of R&M programme, Govt. of India set up a National Committee in 1987 to formulate a strategy on Renovation and Modernization of hydro power plants.

Government of India, in its policy on hydropower development declared in 1998, had laid stress on continuing need for renovation and modernization of hydro power plants. Accordingly, Government of India set up a Standing Committee to identify new hydro R&M schemes to be undertaken for implementation under Phase-II. R&M proposals were received from various SEBs/Utilities for consideration of the Standing Committee. These proposals were discussed with the SEBs/Utilities for finalizing programmes to be undertaken in the next 10 to 12 years i.e. by the end of 12<sup>th</sup> Plan (2012-17).

### 9.2.2 R&M Programme during 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plan

#### (a) Review of Programme of R&M and LE Programme – Hydro

The National Committee on R&M formed in 1987 reviewed the Hydro R&M & Upgrading Programme as well as the achievements during the 10<sup>th</sup> Plan. A Summary of the projects planned, completed and on which work is ongoing in the 10<sup>th</sup> Plan, is as furnished in **Table 9.13**

**Table 9.13**

#### **SUMMARY OF R&M AND LIFE EXTENSION PROGRAMME AND ACHIEVEMENTS FOR 10<sup>TH</sup> PLAN - HYDRO**

<b>Description</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>LE</b>
No. of Projects Covered	37	16
Capacity (MW)	5257.85	636.25
Estimated Cost (Rs. Crores)	1116.11	
Expenditure incurred (Rs. Crores) till 1/07	1052.97	
Targeted Benefits (MW)	137.83	636.25
Actual Benefits achieved	125.5	569.64

Project-wise details of projects completed during 10<sup>th</sup> Plan are furnished in **Appendix 9.5** and of ongoing projects earlier programmed for completion during 10<sup>th</sup> Plan, but now slipped to 11<sup>th</sup> Plan is furnished in **Appendix 9.6**



**(b) Programme for 11<sup>th</sup> Plan – Hydro**

The details of 11<sup>th</sup> Plan programme for hydro R&M & Up-rating Schemes and a Summary of 11<sup>th</sup> Plan programme as well as ongoing projects and those projects on which work is yet to commence is furnished in **Table 9.14**

**Table 9.14**

**SUMMARY OF R&M AND LIFE EXTENSION PROGRAMME AND  
ACHIEVEMENTS FOR 11<sup>TH</sup> PLAN - HYDRO**

<b>Description</b>	<b>R&amp;M</b>	<b>LE</b>
No. of projects Covered	60	41
Capacity (MW)	11230.15	4025.20
Estimated Cost (Rs. Crores)	3465.64	
Expenditure incurred (Rs. Crores) till 1/07	274.29	
Targeted Benefits (MW)	302.25	4025.20
Actual Benefits achieved		

Project-wise details of ongoing hydro RM&U projects for completion in 11<sup>th</sup> Plan, are furnished in **Appendix 9.7**. Project-wise details of hydro RM&U projects for completion in 11<sup>th</sup> Plan but works on which are yet to be taken up for implementation are furnished in **Appendix 9.8**

**9.2.3 12<sup>th</sup> Plan Programme for RM&U**

State-wise list of hydro RM&U projects for completion in 12<sup>th</sup> plan, on which works are yet to be taken up for implementation is furnished in **Appendix 9.9**

**9.3 CONCLUSION**

With Renovation and Modernisation (R&M) of the existing generating stations, additional power can be generated at relatively marginal cost as compared to cost of installation of equivalent new generating capacity. The time required to reap benefits through R&M is also shorter as compared to the time for setting up a new plant. The PIE programme has resulted in additional generation of 2778 MU during April-December 2006 as compared to the corresponding period last year.

\*\*\*\*\*

# Appendix 9.1

(Page 1 of 2)

## THERMAL UNITS IDENTIFIED FOR R&M DURING 10TH PLAN

Sl. No.	Name of Board/Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)	Year of Commissioning	Estimated Cost (Rs.in Crores)
RAJASTHAN						
1	RRVNL	KOTA	1	110	1983	60.97
2			2	110	1983	
3			3	210	1988	
4			4	210	1989	
5			5	210	1994	
Total-Rajasthan.			5 units	850		60.97
PUNJAB						
6	PSEB	HOPAR	1	210	1984	101.64
7			2	210	1985	
8			3	210	1988	
9			4	210	1989	
10			5	210	1992	
11			6	210	1993	
Total-Punjab			6 units	1260		101.64
MAHARASHTRA						
12	MSEB	Nasik	3	210	1979	48.47
13			4	210	1980	
14			5	210	1981	
15	MSEB	Koradi	5	200	1978	54.35
16			6	210	1982	
17			7	210	1983	
18	MSEB	Chadrapur	1	210	1983	62.21
19			2	210	1984	
20			3	210	1985	
21			4	210	1986	
22			5	500	1991	
23			6	500	1992	
24	MSEB	Parli	3	210	1980	29.92
25			4	210	1985	
26			5	210	1987	
27	MSEB	Khaperkheda	1	210	1989	6.47
28	MSEB	Bhusawal	2	210	1990	24.03
29			2	210	1979	
30			3	210	1992	
Total-Maharashtra			19 units	4560		225.45
GUJARAT						
31	GEB	Kutch Lignite	1	70	1991	103.7
32			2	70	1997	
Total-Gujarat			2 units	140		103.7
33	NTPC	Singrauli STPS	1	200	1982	184.23
34			2	200	1982	
35			3	200	1983	
36			4	200	1983	
37			5	200	1984	
38			6	500	1986	
39			7	500	1987	
40	NTPC	Korba STPS	1	200	1983	

**Appendix 9.1**  
(Page 2 of 2)

Sl. No.	Name of Board/Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)	Year of Commissioning	Estimated Cost (Rs.in Crores)
41			2	200	1983	109.26
42			3	200	1984	
43			4	500	1987	
44			5	500	1988	
45			6	500	1989	
46	NTPC	Vindhyachai	1	210	1987	111.19
47			2	210	1988	
48			3	210	1989	
49			4	210	1990	
50			5	210	1990	
51	NTPC	Ramagundam	6	210	1991	80.28
52			1	200	1983	
53			2	200	1984	
54			3	200	1984	
55			4	500	1988	
56			5	500	1989	
57			6	500	1989	
	Total-NTPC		25	7460		484.96
TOTAL ( Including NTPC units)			57	14270		976.72

**Appendix-9.2**

(Page 1 of 2)

**THERMAL UNITS IDENTIFIED FOR R&M WORKS DURING 11TH PLAN****STATE SECTOR**

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make		Year of Commissioning
				Rated	Derated	Boiler	TG	
Delhi								
1	IPGCL	Rajghat	1	67.5	67.5	BHEL	BHEL	1989
2			2	67.5	67.5	BHEL	BHEL	1989
Total				135	135			
Jharkhand								
3	JSEB	Patratu	9	110	110	BHEL	BHEL	1984
4			10	110	110	BHEL	BHEL	1986
Total				220	220			
5	DVC	Durgapur	3	140	140	B&W,UK	GE,USA	1966
6			4	210	210	BHEL	BHEL	1981
Total				350	350			
West Bengal								
7	DPL	Durgapur	6	110	110	AVB	BHEL	1985
		Total		110	110			
Bihar								
8	BSEB	Muzaffarpur	1	110	110	BHEL	BHEL	1985
9			2	110	110	BHEL	BHEL	1986
Total				220	220			
G. Total				1035.00	1035.00			

## Appendix-9.2

(Page 2 of 2)

### CENTRAL SECTOR (NTPC STATIONS)

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make		Year of Commis.
				Rated	Derated	Boiler	TG	
<b>Uttar Pradesh</b>								
1	NTPC	NCTPP, Dadri	1	210	210	BHEL	BHEL	1992
2			2	210	210	BHEL	BHEL	1992
3			3	210	210	BHEL	BHEL	1993
4			4	210	210	BHEL	BHEL	1994
		<b>Total</b>		<b>840</b>	<b>840</b>			
5	NTPC	Tanda	1*	110	110	BHEL	BHEL	1988
6			2*	110	110	BHEL	BHEL	1989
7			3*	110	110	BHEL	BHEL	1990
8			4*	110	110	BHEL	BHEL	1998
		<b>Total</b>		<b>440</b>	<b>440</b>			
9	NTPC	Unchahar	1*	210	210	BHEL	BHEL	1988
10			2*	210	210	BHEL	BHEL	1989
		<b>Total</b>		<b>420</b>	<b>420</b>			
11	NTPC	Rihand Stg I	1*	500	500	BHEL	BHEL	1988
12			2*	500	500	BHEL	BHEL	1989
		<b>Total</b>		<b>1000</b>	<b>1000</b>			
<b>Bihar</b>								
13	NTPC	Kahalgaon	1	210	210	BHEL	BHEL	1992
14			2	210	210	BHEL	BHEL	1994
15			3	210	210	BHEL	BHEL	1995
16			4	210	210	BHEL	BHEL	1996
		<b>Total</b>		<b>840</b>	<b>840</b>			
<b>West Bengal</b>				<b>840</b>	<b>840</b>			
17	NTPC	Farakka Stg-I	1*	200	200	BHEL	BHEL	1986
18		STPS	2*	200	200	BHEL	BHEL	1986
19			3*	200	200	BHEL	BHEL	1984
		<b>Total</b>		<b>600</b>	<b>600</b>			
20	NTPC	Farakka Stg-II	1	500	500	Ansaldo	BHEL	1992
21		STPS	2	500	500	Ansaldo	BHEL	1994
		<b>Total</b>		<b>1000</b>	<b>1000</b>			
<b>Orissa</b>								
22	NTPC	Talcher TPS	1*	110	110	BHEL	BHEL	1982
23		Stg-II	2*	110	110	BHEL	BHEL	1983
		<b>Total</b>		<b>220</b>	<b>220</b>			
24	NTPC	Talcher Kaniha	1	500	500	BHEL	BHEL	1995
25		Stg-I, STPS	2	500	500	BHEL	BHEL	1996
		<b>Total</b>		<b>1000</b>	<b>1000</b>			
<b>Total</b>				<b>6360</b>	<b>6360</b>			

\* Units spilled over from 10<sup>th</sup> plan.

**Appendix-9.3**  
**(Page 1 of 4)**

**THERMAL UNITS IDENTIFIED FOR LIFE EXTN. WORKS DURING 11TH PLAN**  
**STATE SECTOR**

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make		Year of commission	Present Status	
				Rated	Derated	Boiler	TG			
Uttar Pradesh										
1		Obra	9*	200	200	BHEL	BHEL	1980	LOI including uprating have been placed on BHEL in March, 2006.	
2			10*	200	200	BHEL	BHEL	1979		
3			11*	200	200	BHEL	BHEL	1977		
4			12*	200	200	BHEL	BHEL	1981		
5			13*	200	200	BHEL	BHEL	1982		
		Total		1000	1000					
Haryana										
6	HPGCL	Panipat	3	110	110	BHEL	BHEL	1985	Yet to be taken up.	
7			4	110	110	BHEL	BHEL	1987		
		Total		220	220					
Punjab										
8	Punjab	Bathinda	3*	110	110	BHEL	BHEL	1978	LOI placed on BHEL on 31.08.2006.	
9			4*	110	110	BHEL	BHEL	1979		
			Total		220	220				
10		Ropar	1	210	210	BHEL	BHEL	1984	Yet to be taken up.	
11			2	210	210	BHEL	BHEL	1985		
		Total		420	420					
Gujarat										
12	GSECL	Ukai	2*	120	120	BHEL	BHEL	1976	Orders for LE works placed on BHEL.	
13			3	200	200	BHEL	BHEL	1979	Yet to be taken up.	
14			4	200	200	BHEL	BHEL	1979		
15			5	210	210	BHEL	BHEL	1985		
			Total		730	730				
16		Gandhinagar	1*	120	120	BHEL	BHEL	1977	BHEL's offer for R&M/LE works negotiated and price was frozen. GSECL to place the orders soon.	
17			2*	120	120	BHEL	BHEL	1977		
			Total		240	240				
18		Wanakbori	1	210	210	BHEL	BHEL	1982	Yet to be taken up.	
19			2	210	210	BHEL	BHEL	1983		
20			3	210	210	BHEL	BHEL	1984		
		Total		630	630					
Maharashtra										
21	MSPGCL	Koradi	5	200	200	BHEL	BHEL	1978	Yet to be taken up.	
		Total		200	200					

**Appendix-9.3**  
**(Page 2 of 4)**

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make		Year of commission	Present Status	
22		Nasik	3	210	210	BHEL	BHEL	1979	Yet to be taken up.	
		Total		210	210					
23		Chandrapur	1	210	210	AVB	BHEL	1983	Yet to be taken up.	
24			2	210	210	AVB	BHEL	1984		
		Total		420	420					
Maharashtra										
25	MSPGCL	Parli	3	210	210	BHEL	BHEL	1980	Yet to be taken up.	
		Total		210	210					
26		Bhusawal	2	210	210	BHEL	BHEL	1979	Yet to be taken up.	
		Total		210	210					
Madhya Pradesh										
27	MPPGCL	Satpura	6	200	200	BHEL	BHEL	1979	Yet to be taken up.	
28			7	210	210	BHEL	BHEL	1980		
		Total		410	410					
Chhattisgarh										
29	CSEB	Korba (W)	1	210	210	BHEL	BHEL	1983	Yet to be taken up.	
30			2	210	210	BHEL	BHEL	1984		
31			3	210	210	ABL	BHEL			
32			4	210	210	ABL	BHEL			
			Total		840	840				
Jharkhand										
33	JSEB	Patratu	7	110	105	BHEL	BHEL	1977	Yet to be taken up.	
34			8	110	105	BHEL	BHEL	1978		
			Total		220	210				
West Bengal										
35	WBPDC	Bandel	5	210	210	AVB	BHEL	1982	Yet to be taken up.	
		Total		210	210					
Bihar										
36	BSEB	Barauni	6	110	105	BHEL	BHEL	1983	Order placed on BHEL under Sam Vikas Yojana.	
37			7	110	105	BHEL	BHEL	1985		
			Total		220	210				
Andhra Pradesh										
38	APGENCO	Vijayawada	1*	210	210	BHEL	BHEL	1979	Major R&M works on unit no.1 have already completed & the works are in progress.	
39			2*	210	210	BHEL	BHEL	1980		
		Total		420	420					
		Ramagundem 'B'	1	62.5	58	CE	IGE	1970		Yet to be taken up.
40		Total		62.5	58					
G. Total				7092.50	6628.00					
Total for units spilled over from 10 <sup>th</sup> Plan				2000.00	2000.00					

\* Units spilled over from 10th plan

**Appendix-9.3**  
**(Page 3 of 4)**

**CENTRAL SECTOR (NTPC STATIONS)**  
**COAL FIRED UNITS**

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make		Year of commission	Present Status
				Rated	Derated	Boiler	TG		
Delhi									
1	NTPC	Badarpur	4	210	210	BHEL	BHEL	1978	Scheme under finalisation/approval
2			5	210	210	BHEL	BHEL	1981	
Total				420	420				
Uttar Pradesh									
3	NTPC	Singrauli STPS	1	200	200	BHEL	BHEL	1982	Scheme under finalisation/approval
4			2	200	200	BHEL	BHEL	1982	
5			3	200	200	BHEL	BHEL	1983	
6			4	200	200	BHEL	BHEL	1983	
7			5	200	200	BHEL	BHEL	1984	
Total			1000	1000					
Chhattisgarh									
8	NTPC	Korba STPS	1	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1983	Scheme under finalisation/approval
9			2	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1983	
10			3	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1984	
Total			600	600					
Andhra Pradesh									
11	NTPC	Ramagundam STPS	1	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1983	Scheme under finalisation/approval
12			2	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1984	
13			3	200	200	Ansaldo	Ansaldo	1984	
Total			600	600					
Total				2620	2620				

**CENTRAL SECTOR (NTPC STATIONS)**

**GAS UNITS**

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Year of comm.	Present Status
				Rated	Derated		
Uttar Pradesh							
1	NTPC	Dadri GT	1	131	131	1992	Scheme under finalisation/approval
2			2	131	131		
3			3	131	131		
4			4	131	131		
Total				524	524		
5	NTPC	Auraiya GT	1	111.19	111.19	1989	Scheme under finalisation/approval
6			2	111.19	111.19		
7			3	111.19	111.19		
8			4	111.19	111.19		
Total				444.76	444.76		



### Appendix-9.3 (Page 4 of 4)

Sl. No.	Name of Utility	Name of Station	Unit No.	Capacity (MW)		Make	Year of commission	Present Status
Rajasthan								
9	NTPC	Anta GT	1*	88	88	1989	Works initiated during 10th Plan and will progress into the 11th plan.	
10			2*	88	88			
11			3*	88	88			
Total				264	264			
Gujarat								
12	NTPC	Kawas GT	1	106	106		Scheme under finalisation/approval	
13			2	106	106			
14			3	106	106			
15			4	106	106			
Total				424	424			
16		Gandhar GT	1	131	131	1994	Scheme under finalisation/approval	
17			2	131	131	1995		
18			3	131	131	1994		
Total				393	393			
Total					2049.76	2049.76		

\* Units spilled over from 10th plan

## Appendix-9.4

## DETAILS OF PLF &amp; GENERATION IN DECEMBER, 06 &amp; APRIL-DECEMBER, 06 OF VARIOUS UNITS COVERED UNDER PIE PROGRAMME

Sl No.	Station	Unit No.	Capacity under PIE MW	Generating Cap. (MW)	Dec'05			Dec'06			Apr-Dec'05			Apr-Dec'06			Change in 'Apr-Dec' period		
					Act Gen	Act PLF	Act Gen	Act PLF	Act Gen	Act PLF	Act Gen	Act PLF	Act Gen	Act PLF	Act Gen	Act PLF	Generation change	Net	PLF change
																	MJ	%	%
1	Tenghat	1,2	420	420	142.89	45.73	226.01	72.33	960.61	34.65	1957.52	70.62	996.91	103.78	35.96	103.78			
2	Ermore	2,3,5	280	280	44.51	21.37	153.10	73.49	485.93	26.29	1059.71	57.34	573.78	118.08	31.05	118.08			
3	Bokaro 'B'	1,2,3	630	630	304.79	65.03	321.43	68.58	1987.44	47.80	2470.6	59.42	483.16	24.31	11.62	24.31			
4	Parichha	1,2	220	220	43.36	26.49	116.67	71.28	557.91	38.42	874.53	60.23	316.62	56.75	21.81	56.75			
5	Durgapur DVC	3,4	350	350	109.96	42.23	211.67	81.29	1256.54	54.40	1536.91	66.53	280.37	122.31	12.14	22.31			
6	Harduaganj	3,7 (4)*	215	160	34.76	21.73	64.06	53.81	335.39	23.64	573.82	54.34	238.43	71.09	30.70	129.90			
7	RPH	1,2	135	135	84.68	84.31	81.53	81.17	386.63	46.39	564.44	63.35	177.81	45.99	19.96	45.99			
8	Chandrapura	1,2,3	390	380	205.95	70.98	220.64	78.04	1464.83	56.91	1487.5	59.31	22.67	1.55	2.40	4.22			
9	IP	2,3,4,5	247.5	247.5	94.94	51.56	80.55	43.74	716.10	43.84	671.27	41.09	44.83	-6.26	-2.74	-6.26			
10	Panki	3,4	210	210	77.29	49.47	66.52	42.58	738.39	53.27	664.92	47.97	73.47	-9.95	-5.30	-9.95			
11	Obra	7 to 13	1188	1188	506.43	57.30	423.72	47.94	3990.37	50.89	3926.18	50.07	-64.19	-1.61	-0.82	-1.61			
12	Patratu	1,2 (9,10)*	350	80	22.62	38.00	49.49	83.15	182.59	34.58	254.38	48.18	71.79	39.32	13.60	39.32			
13	Durgapur DPL	1 to 6	390	390	204.00	70.31	117.00	40.32	1609.05	62.51	1408.89	54.74	-200.16	-12.44	-7.78	-12.44			
	Total		5026	4690.5	1876.18	50.18	2132.39	61.10	14671.78	44.23	17450.67	56.37	2778.89	18.94	12.14	27.44			

Appendix 9.5  
(Page 1 of 2)

STATE WISE LIST OF HYDRO RM&U PROJECTS COMPLETED IN THE 10<sup>TH</sup> PLAN  
(Phase I Projects\* & Phase II Projects)

As on 31.03.2007

S. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. in Crs.)		Benefits (MW)	Category	Year of completion
			Estimate	Actual			
Himachal Pradesh							
1.	Pong, BBMB	6x60	17.70	17.79	36.00 (U)	RM&U	2003-04
Punjab							
2.	Shanan Ph.A, PSEB	4x15+ 1x50	11.35	10.93	-	R&M	2003-04
3.	Anandpur Sahib, PSEB	4x33.5	3.68	1.04	-	R&M	2006-07
4.	Ganguwal, U-1, BBMB	1x29.25	51.28 (incl. IDC 6.28)	34.53	25.89 (LE) +2.10 (Res)	RM&LE+Res.	2006-07
Karnataka							
5	Nagjhari, U-1&3, KPCL	2x135	20.12	21.32	30.00 (U)	RM&U	2002-03
6.	Supa PH, KPCL	2x50	2.64	2.47	-	R&M	2002-03
7.	Mahatma Gandhi*, VVNL	4x12+4x18	44.66	43.13	19.20 (U) + 121.00 (LE)	RMU&LE	2002-03
8.	Munirabad, VVNL	2x9+1x10.3	3.64	3.53	28.30 (LE)	RM&LE	2002-03
9.	Mani Dam, KPCL	2x4.5	1.00	1.00	-	R&M	2002-03
10.	Shivasamudram, VVNL	6x3+4x6	68.38	73.17	42.00 (LE)	RM&LE	2004-05
11.	Bhadra. Ph.II, KPCL	1x2	3.30	2.51	2.00 (LE)	RM&LE	2005-06
12.	Varahi, KPCL	2x115	2.57	2.63	-	R&M	2006-07
13.	Sharavathy. Ph.A, KPCL	10x103.5	5.22	3.52	-	R&M	2006-07
14.	Pallivasal, KSEB	3x5+3x7.5	94.00	371.71	37.50 (LE)	RM&LE	2002-03
15.	Sengulam, KSEB	4x12	114.00	-	48.00 (LE)	RM&LE	2002-03
16.	Panniar, KSEB	2x15	62.00	-	30.00 (LE)	RM&LE	2002-03
17.	Neriamangalam* KSEB	3x15	58.00	51.43 (as on 30.6.06)	45.00 (LE) + 9.00 (U)	RMU&LE	2006-07

**Appendix 9.5**  
**(Page 2 of 2)**

S. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. In Crs.)		Benefits (MW)	Category	Year of completion
			Estimate	Actual			
Tamilnadu							
18.	Pykara*, TNEB	3x6.65+1x11+2x14	26.06	20.147	58.95 (LE)	RM&LE	2004-05
19.	Papanasam*, TNEB	4x7	27.05	22.61	4.00 (U) + 28.00 (LE)	RMU&LE	2005-06
Orissa							
20.	Hirakud-I, U-3&4*, OHPC	2x24	126.13	115.68	16.00(U)+48.00(LE)	RMU&LE	2005-06
West Bengal							
21.	Maithon, U-2*, DVC	1x20	42.08	35.9828	20.00(LE) +3.20(U)	RMU&LE	2004-05
Maharashtra							
22.	Bhira Tail Race, MSPGCL	2x40	1.60	0.70	-	R&M	2003-04
23.	Tillari, MSPGCL	1x60	4.50	4.24	6.0 (U)	RM&U	2004-05
24.	Koyna Gen. Complex, MSPGCL	4x70+4x80+4x80	12.00	11.50	-	R&M	2004-05
Meghalaya							
25.	Umiam St.I* MeSEB	4x9	81.88	84.21	36.00(LE)	RM&LE	2002-03
26.	Khandong, NEEPCO	2x25	4.00	3.3499	-	R&M	2003-04
27.	Kotla, U-1, BBMB	1x29.25	51.28 (incl. IDC 6.28)	38.10	26.61 (LE) +2.33 (Res)	RM&LE+Res.	2006-07
28.	Hirakud-I (Sw.yard)*, OHPC	-	9.85	15.88 (as on 24.5.06)	-	R&M	2006-07
	Total	3960.25	955.97	993.44	724.08 [123.40 (U) + 596.25 (LE) + 4.43(Res.)]		

Abbreviations: RM&U – Renovation, Modernisation & Uprating,  
RM&LE – Renovation, Modernisation & Life Extension

RMU&LE – Renovation, Modernisation, Uprating & Life Extension;

R&M+Res.-Renovation & Modernisation + Restoration;

RM&LE+Res.- Renovation, Modernisation & Life Extension + Restoration;

RM&U+Res. – Renovation, Modernisation & Uprating + Restoration.

MW – Mega Watt; Res – Restoration; U – Uprating; LE – Life Extension

Phase I Projects started in 1987; Phase II Projects started in 1998

**Appendix 9.6**  
**(Page 1 of 2)**

**STATE WISE LIST OF ONGOING HYDRO RM&U PROJECTS PROGRAMMED FOR  
COMPLETION IN THE 10<sup>TH</sup> PLAN (PHASE I PROJECTS\* & PHASE II PROJECTS)  
NOW SLIPPED TO 11<sup>TH</sup> PLAN**

**As on 31.03.2007**

Sl. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. In Crs.)		Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
			Estimate cost	Expend. Incurred			
Jammu & Kashmir							
1.	Sumbal Sindh*, J&KPDC	2x11.3	22.32	0.654 (as on 30.4.06)	-	R&M	2006-07
Rajasthan							
2.	Jawahar Sagar, RRVUNL	3x33	16.55	N.A	-	R&M	2006-07
3.	Rana Pratap Sagar, RRVUNL	4x43	20.70	N.A	-	R&M	2006-07
Uttaranchal							
4.	Chibro, UJVNL	4x60	12.00	9.423 (As on 31.12.06)	-	R&M	2006-07
5.	Khodri, UJVNL	4x30	8.00	2.645 (As on 31.12.06)	-	R&M	2006-07
6.	Chilla, UJVNL	4x36	25.00	18.196 (As on 31.12.06)	-	R&M	2006-07
Andhra Pradesh							
7.	Lower Sileru, APGENCO	4x115	8.75	N.A	-	R&M	2006-07

**Appendix 9.6**  
**(Page 2 of 2)**

S. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. in Crs.)		Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
			Estimate	Expend. Incurred			
Tamil Nadu							
8.	Mettur Dam*, TNEB	4x10	30.17	24.16 (as on 31.5.06)	10.00(U)+ 40.00 (LE)	RMU& LE	2006-07
Maharashtra							
9.	Koyna St.III, MSPGCL	4x80@	16.65 (Tentative)	4.25 (as on 31.3.06)	-	R&M	2006-07
	Total	1296.75@	160.14	59.53	50.00 [10.00(U) + 40.00(LE) ]		

@- Installed Capacity Koyna St. III at Sl. No. 9 not included in the total, as the same has already been accounted for at Sl. No. 24 of Annex. III (A) under Koyna Gen. Complex.

Abbreviations: R&M – Renovation & Modernisation; RM&U – Renovation, Modernisation & Uprating, RM&LE – Renovation, Modernisation & Life Extension

RMU&LE – Renovation, Modernisation, Uprating & Life Extension;

R&M+Res.-Renovation & Modernisation + Restoration;

RM&LE+Res.- Renovation, Modernisation & Life Extension + Restoration;

RM&U+Res. – Renovation, Modernisation & Uprating + Restoration.

MW – Mega Watt; Res – Restoration; U – Uprating; LE – Life Extension

Phase I Projects started in 1987; Phase II Projects started in 1998

## Appendix 9.7

(Page 1 of 3)

STATE WISE LIST OF ONGOING HYDRO RM&U PROJECTS PROGRAMMED FOR COMPLETION IN THE 11<sup>TH</sup> PLAN (PHASE I PROJECTS\* & PHASE II PROJECTS)

As on 31.03.2007

Sl. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. in Crs.)		Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
			Estima- ted	Expend. Incurred			
Himachal Pradesh							
1.	Bhakra LB, BBMB	5x108	488.00	-	540.00 (LE) + 90.00 (U)	RMU&LE	2011-12
2.	Dehar, (Ph-A) BBMB	6x165	11.00	-	-	R&M	2008-09
3.	Bassi, HPSEB	4x15	28.60	Nil	6.0(U)+ 60 (LE)	RMU&LE	2008-09
Jammu & Kashmir							
4.	Lower Jhelum*, J&KPDC	3x35	101.3	12.57 (as on 30.4.06)	15.00 (Res.)	R&M+ Res.	2008-09
5.	Chenani, J&KPDC	5x4.66	34.90	-	23.30 (LE)	RM&LE	2009-10
6.	Salal Ph. II, NHPC	3x115 + 3x115	91.46	-	-	R&M	2009-10
Punjab							
7.	Shanan, Ph.B, PSEB	4x15 + 1x50	35.95	10.867 (as on 30.6.06)	60.00 (LE)	RM&LE (LE for 15 MW units + R&M for 50 MW unit )	2007-08
8.	UBDC I&II, PSEB	3x15 + 3x15.45	7.89	0.87 (as on 30.6.06)	45.00 (LE)	RM&LE (LE for 3x15 MW & R&M for 3x15.45 MW	2007-08
9.	Mukerian St.I, PSEB	3x15	6.04	4.29 (as on 30.6.06)	-	R&M	XIth Plan
Uttar Pradesh							
10.	Matatila, UPJVNL	3x10.2	92.35	1.00 (as on 30.4.06)	15(U) + 30.6 (LE)	RMU&LE	2008-09
11.	Obra, UPJVNL	3x33	14.50	4.56 (as on 30.4.06)	39.00 (LE)	RM&LE	2008-09
12.	Rihand, UPJVNL	6x50	136.27	17.257	300.00 (LE)	RM&LE	2009-10

## Appendix 9.7

(Page 2 of 3)

Sl. No	Project Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. in Crs.)		Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
			Estimate	Expend. Incurred (Till date)			
Andhra Pradesh							
13.	Nagarjuna Sagar, (Ph.I) APGENCO	1x110+ 7x100.8 #	33.35	-	-	R&M & Refurbishment of Units 1, 2, 4 & 5	2007-08
14.	Upper Sileru, APGENCO	4x60	4.20	-	-	R&M	XIth Plan
15.	Srisailem RB, APGENCO	7x110	16.70	-	-	R&M	2007-08
Karnataka							
16.	Nagjhar, U-4to6, KPCL	3x135 \$	41.16	40.75	45.00 (U)	RM&U	2008-09
17.	Sharavathy Ph.B, KPCL	10x103.5	9.94	3.0	-	R&M	2009-10
18.	Supa, KPCL	2x50	1.73	0.33	-	R&M	2009-10
19.	Nagjhar, U1 to 6, KPCL	3x150 + 3x135 \$	11.03	-	-	R&M	2008-09
20.	Lingnamakki, KPCL	2X27.5	3.81	0.27	-	R&M	2008-09
21.	Bhadra, KPCL	2x12	4.47	-	24(LE)	RM&LE	2008-09
Kerala							
22.	Sabirigiri*, KSEB	6x50	99.86	59.22 (as on 30.6.06)	300.00 (LE) + 35.00 (U)	RMU&LE	2008-09
Tamil Nadu							
23.	Sholayar-I, TNEB	2x35	40.68	-	14.00(U) + 70.00 (LE)	RMU&LE	2008-09
Orissa							
24.	Hirakud-II*, OHPC	3x24	125.52	54.46 (as on 24.5.06)	72.00 (LE)	RM&LE	2008-09
West Bengal							
25.	Jaldhaka St.I*, WBSEB	3x9	52.17	4.5037	27.00(LE)	RM&LE	2008-09
Maharashtra							
26.	Koyna St.I & II, MSPGCL	4x70 + 4x80	75.50 (Incl. 12.50 for Sw. Yd.)	60.00 (for P H) & 0.34 (for Sw. yd.) (as on 31.3.06)	-	R&M	2007-08



# Appendix 9.7 (Page 3 of 3)

Sl. No	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Cost (Rs. in Crs.)		Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
			Estimated	Expend. Incurred			
Manipur							
27.	Loktak*, NHPC	3x30 (Derated)	19.13	-	15.00 (Res)	R&M + Res.	2007-08
	Total	8137.85 \$	1587.51	274.2877	1885.90 [205.0 (U) + 1650.90 (LE) + 30.0(Res.)]		

\$ - Installed Capacity of Nagjhari (U-4 to 6) at Sl. No. 16 not included in the total, as the same has already been accounted for at Sl. No. 19.

# - Refer at Annex IV (B).

Abbreviations: R&M – Renovation & Modernisation; RM&U – Renovation, Modernisation & Upgrading, RM&LE – Renovation, Modernisation & Life Extension

RMU&LE – Renovation, Modernisation, Upgrading & Life Extension;

R&M+Res.-Renovation & Modernisation + Restoration;

RM&LE+Res.- Renovation, Modernisation & Life Extension + Restoration;

RM&U+Res. – Renovation, Modernisation & Upgrading + Restoration.

MW – Mega Watt; Res – Restoration; U – Upgrading; LE – Life Extension

Phase I Projects started in 1987; Phase II Projects started in 1998

**Appendix 9.8**  
**(Page 1 of 3)**

**STATE WISE LIST OF HYDRO RM&U PROJECTS PROGRAMMED FOR COMPLETION IN  
THE 11<sup>TH</sup> PLAN BUT WORKS OF WHICH ARE YET TO BE TAKEN UP FOR  
IMPLEMENTATION**  
**(Phase I Projects\* & Phase II Projects)**

**As on 31.03.2007**

S.No.	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Estimated Cost (Rs. in Crs)	Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
<b>Himachal Pradesh</b>						
1.	Giri, HPSEB	2x33	8.28	66.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
<b>Jammu &amp; Kashmir</b>						
2.	Ganderbal, J&KPDC	2x3+2x4.5	34.20	15.00 (LE)	RM&LE	2008-09
<b>Uttaranchal</b>						
3.	Dhakrani, UJVNL	3x11.25	55.00	33.75 (LE)	RM&LE	2010-11
4.	Dhalipur, UJVNL	3x17	80.00	51.00 (LE)	RM&LE	2010-11
5.	Tiloth, UJVNL	3x30	130.00	90 (LE)	RM&LE	2010-11
6.	Khatima, UJVNL	3x13.8	100.00	41.40 (LE)	RM&LE	2009-10
7.	Pathri, UJVNL	3x6.8	60.00	20.40 (LE)	RM&LE	2009-10
8.	Kulhai, UJVNL	3x10	30.00	30 (LE)	RM&LE	2010-11
9.	Ranganga, UJVNL	3x66	40.00	13.00 (Res)	R&M+Res.	2009-10
<b>Andhra Pradesh</b>						
10.	Hampi, APGENCO	2x9(St.I) & 2x9(St.II)	25.00	33.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
11.	Machkund *, APGENCO	3x17(St.I) & 3x21.25 (St.II)	124.45	15.25(U) +114.75(LE)	RMU&LE	XI th Plan
12.	Tungabhadra, APGENCO	2x9+2x9	25.00	36(LE)	RM&LE	XI th Plan
13.	Nagarjuna Sagar, Ph.II APGENCO	1x110 + 7x100.8 #	15.00	-	R&M & Refurbishm- ent of Units 3,6,7 & 8	XI th Plan
14.	Upper Sileru, Ph.II APGENCO	2x60(St-I) 2x60(St-II)	10.00	-	R&M	XI th Plan

Appendix 9.8  
(Page 2 of 3)

S.No.	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Estimated Cost (Rs. in Crs)	Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
<b>Kerala</b>						
15.	Sholayar, KSEB	3x18	54.00	54.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
16.	Poringal-kuthu*, KSEB	4x8	9.55	32.00 (LE)	RM&LE	2007-08
<b>Tamil Nadu</b>						
17.	Periyar, TNEB	4x35	73.8	140.00 (LE) + 28.00(U)	RMU&LE	2009-10
18.	Moyar, TNEB	3x12	18.00	36.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
19.	Kundah St.I, TNEB	3x20	50.00	60.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
20.	Kundah St.II, TNEB	5x35	75.00	175.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
21.	Kundah St.III, TNEB	3x60	70.00	180.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
22.	Kundah St.IV, TNEB	2x50	35.00	100.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
23.	Kundah St.V, TNEB	2x20	13.00	20.00 (LE)	RM&LE of Unit-1 & R&M of U-2	Xith Plan
24.	Kodayar Ph.I, TNEB	1x60	30.00	60.00 (LE)	RM&LE	Xith Plan
<b>Jharkhand</b>						
25.	Subernrekha, JSEB	2x55	55.00 (Being Revised)	130.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
26.	Panchet, U-1*, DVC	1x40	44.96	40.00(LE)	RM&LE	2008-09
<b>Orissa</b>						
27.	Balimela, OHPC	6x60	160.00	360.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
28.	Hirakud-I* U5&6, OHPC	2x37.5	92.37	75.00 (LE)	RM&LE	2009-10
<b>West Bengal</b>						
29.	Maithon U1&3, DVC	2x20	49.05	40.00 (LE)	RM&LE	XI th Plan
<b>Maharashtra</b>						
30.	Koyna-III, MSPGCL	4x80	150.00	320.00 (LE)	RM&LE	Xlth Plan

**Appendix 9.8**  
**(Page 3 of 3)**

S.No.	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Estimated Cost (Rs. in Crs)	Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
<b>Assam</b>						
31.	Kopili, NEEPCO	2x50 + 2x50	36.01 (Likely to be Rev.)	-	R&M & Refurbishm-ent of Units 1 & 2	XI th Plan
<b>Meghalaya</b>						
32.	Umiam St. II*, MeSEB	2x9	90.46	18.00 (LE)	RM&LE	2008-09
33.	Kyrdemkulai*, MeSEB	2x30	25.00	6.00 (U)	RM&U	XI th Plan
	<b>Total</b>	<b>3092.30 #</b>	<b>1878.13</b>	<b>2441.55 [49.25 (U) + 2374.3 (LE) +18.0 (Res.)]</b>		

# - Installed Capacity of Nagarjuna Sagar at Sl. No. 13 not included in the total, as the same has already been accounted for at Sl. No. 13 of Annex. IV (A).

Abbreviations: R&M – Renovation & Modernisation; RM&U – Renovation, Modernisation & Upgrading,

RM&LE – Renovation, Modernisation & Life Extension

RMU&LE – Renovation, Modernisation, Upgrading & Life Extension;

R&M+Res. – Renovation & Modernisation + Restoration;

RM&LE+Res. – Renovation, Modernisation & Life Extension + Restoration;

RM&U+Res. – Renovation, Modernisation & Upgrading + Restoration.

MW – Mega Watt; Res – Restoration; U – Upgrading; LE – Life Extension

Phase I Projects started in 1987; Phase II Projects started in 1998

**Appendix 9.9**  
**(Page 1 of 2)**

**STATE WISE LIST OF HYDRO RM&U PROJECTS FOR COMPLETION IN THE 12<sup>TH</sup> PLAN**  
**(WORKS OF WHICH ARE YET TO BE TAKEN UP FOR IMPLEMENTATION)**  
**(Phase-I Projects\* and Phase-II Projects)**

**As on 31.03.2007**

S.No.	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Estimated Cost (Rs. in Crs)	Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
<b>Himachal Pradesh:</b>						
1.	Dehar, (Ph-B) BBMB	6x165	49.00 (provisional)	990.00 (LE)	RM&LE	XIth Plan
<b>Andhra Pradesh</b>						
2.	Lower Sileru, APGENCO	4x115	200.00 (provisional)	460.00 (LE)	RM&LE	XII th Plan
3.	Nagarjuna Sagar RBC, APGENCO	3x30	5.00 (provisional)	-	R&M	XII th Plan
<b>Kerala</b>						
4.	Idamalayar, KSEB	2x37.5	3.00 (provisional)	-	R&M	XII th Plan
5.	Idukki St.I, KSEB	3x130	130.00 (provisional)	390.00 (LE)	RM&LE	XII th Plan
6.	Kuttiadi, KSEB	3x25	25.00 (provisional)	75.00 (LE)	RM&LE	XII th Plan
<b>Tamil Nadu</b>						
7.	Mettur Tunnel, TNEB	4x50	100.00 (provisional)	200.00(LE)	RM&LE	XII th Plan
8.	Sarkar Pathy, TNEB	1x30	15.00 (provisional)	30.00 (LE)	RM&LE	XII th Plan
9.	Sholayar II, TNEB	1x25	18.99 (provisional)	25.0 (LE)	RM&LE	XII th Plan
10.	Aliyar, TNEB	1x60	30.00 (provisional)	60.00 (LE)	RM&LE	XII th Plan
11.	Kodayar PH-II, TNEB	1x40	19.94	40.0(LE)	RM&LE	XII th Plan
<b>Madhya Pradesh</b>						
12.	Gandhi Sagar, MPPGCL	5x23	46.00	115.00 (LE) +10.00 (U)	RMU&LE	XII th Plan
<b>Maharashtra</b>						
13.	Vaitarna, MSPGCL	1x60	7.00	-	R&M	XIth Plan

**Appendix 9.9**  
**(Page 2 of 2)**

S.No.	Project, Agency	Inst. Cap. (MW)	Estimated Cost (Rs. in Crs)	Benefits (MW)	Category	Completion Schedule
14.	Koyna Dam PH, MSPGCL	2x18	10.00	8.00 (U)	RM&U	XIIth Plan
	<b>Total</b>	<b>2646.00</b>	<b>658.93</b>	<b>2403.0</b> <b>[18.0(U)</b> <b>+ 2385.0</b> <b>(LE)]</b>		

Abbreviations: R&M – Renovation & Modernisation; RM&U – Renovation, Modernisation & Upgrading,

RM&LE – Renovation, Modernisation & Life Extension

RMU&LE – Renovation, Modernisation, Upgrading & Life Extension;

R&M+Res. – Renovation & Modernisation + Restoration;

RM&LE+Res. – Renovation, Modernisation & Life Extension + Restoration;

RM&U+Res. – Renovation, Modernisation & Upgrading + Restoration.

MW – Mega Watt; Res – Restoration; U – Upgrading; LE – Life Extension

Phase I Projects started in 1987; Phase II Projects started in 1998

## Chapter 10

### ENERGY CONSERVATION AND DEMAND-SIDE MANAGEMENT

#### 10.0 BACKGROUND

There has been a steady growth of power generating capacity in India. However, the growth in demand for power has exceeded the generation capacity as a result of which the country is facing acute energy as well as peaking shortages. New Generation capacity addition programmes have been taken up by Central and State Utilities and also by Independent Power Producers. As large investment and large gestation period is required in this field, the capacity addition achievements have fallen short of targets.

**Cumulative Annual Saving Potential on implementation of Energy Conservation Measures is expected to be about 19,000 MW by 11<sup>th</sup> Plan end.**

- A capacity addition of 21,180 MW could only be achieved during the 10<sup>th</sup> plan (2002-03 to 2006-07) as against a target of 41,110 MW. Besides capacity addition, the other alternate way to bridge the gap between demand and supply is to optimally utilize the existing generation capacity by improving the efficiency of equipment and other measures at the supply side and by adopting energy conservation measures at the consumer end. This strategy is more cost-effective. Studies have indicated that the efficiency of energy production and use is low in India and there exists substantial potential to increase energy efficiency. With increase in the cost of energy, there has been some increase in the general awareness level to make efforts to effectively reduce energy requirement by improving end-use energy efficiency.

#### 10.1 ENERGY CONSERVATION POTENTIAL

There is substantial scope for conservation of energy in various sectors of economy. The report of National Development Council Committee on Power has indicated the potential for energy conservation in industrial, agricultural and domestic sectors. The details are given in Table 10.1

Table 10.1

SECTOR-WISE CONSERVATION POTENTIAL	
Sector	Conservation Potential
Industrial	25%
Agricultural	30%
Domestic & Commercial	20%
Transport	20%
Economy as a whole	23%

## 10.2 ELEVENTH PLAN END – POTENTIAL

**10.2.1** The Annual Electricity Requirement at the power station bus bar has been estimated at the end of 11<sup>th</sup> plan. Requirement of generation (from utilities) considered is 968 BU as per 17<sup>th</sup> EPS Report. Assuming annual electricity requirement of 968 BU at bus bar and T&D losses of 20 % during the 11<sup>th</sup> plan period, the likely total energy consumption along with sector wise details at the end of 11th plan period has been estimated. Details of the same are given in table 10.2

Table 10.2

ANNUAL ELECTRICITY REQUIREMENT/CONSUMPTION (BU)							
Plan		Energy Requirement at Power Station Bus Bar	Energy Consumption at Consumer End	Industry	Agriculture	Domestic & Commercial	Others
11 <sup>th</sup> Plan end (2011-12)		968	775	363	188	182	42

**10.2.2** The Annual saving potential at the end of 11th Plan (2011-12) has been assessed assuming a saving potential in Industries, Agriculture and Domestic & Commercial sector as 15%, 15% and 10% respectively. Details of the same are given in Table 10.3

-12)



Table 10.3

Sector (consumption)	Saving potential at consumer end (BU)	Saving at Power Station Bus Bar (T&D loss 20 %)	MW Saving at Power Station Bus Bar 80% PLF	Avoidable Capacity, MW (7 % Auxiliary Consumption)
Industry: (363 BU)	54.5	68.1	9,717	10,449
Agriculture: (188 BU)	28.2	35.3	5,037	5,416
Domestic & Commercial (182 BU)	18.2	22.75	3,246	3,490
<b>Total</b>		<b>134.4</b>	<b>18,000</b>	<b>19,355</b>

From the above it may be concluded that at the end of 11<sup>th</sup> Plan, the saving potential in terms of energy is 134.4 BU and the cumulative avoidable capacity is about 19,000 MW. It has also been estimated that since most of the saving is in the Industrial and Domestic sector, the energy saving would be during the intermediate and off peak time region of the load curve.

- 10.2.3** Though a large number of measures have been taken to promote energy conservation, the achievements towards realizing the energy conservation potential have been limited. There is a need to consolidate the gains made so far. It is also essential to provide an integrated approach and to make available the basic infrastructure essential for a systematic and urgent action plan for taking up energy conservation as a national movement.

### 10.3 ENERGY CONSERVATION (EC) ACT

#### 10.3.1 Act

Recognizing the fact that efficient use of energy and its conservation is the least-cost option to mitigate the gap between demand and supply, Government of India has enacted the Energy Conservation (EC) Act – 2001 and established Bureau of Energy Efficiency.

The Act provides for institutionalizing and strengthening delivery mechanism for energy efficiency services in the country and provides the much-needed coordination between the various entities. The Bureau would be responsible for implementation of policy programmes and co-ordination of implementation of energy conservation activities.

The mission of BEE is to develop policy and strategies with a thrust on self-regulation and market principles, within the overall framework of the EC Act with the primary objective of reducing energy intensity of the Indian economy.

### 10.3.2 Important Features of Energy Conservation Act

#### STANDARDS AND LABELLING -

To evolve minimum energy consumption standards for notified equipment and appliances. To introduce mandatory labelling to enable consumers to make informed choice

#### DESIGNATED CONSUMERS

Schedule to EC Act provides list of 15 energy intensive industries and other establishments to be notified as designated consumers (DC). DCs are required to appoint or designate energy managers. The central government is in the process of notifying designated consumers based on the annual energy consumption criteria.

#### ENERGY CONSERVATION BUILDING CODES (ECBC)

Central Government is to prepare guidelines on ECBC which are to be applicable to new buildings having connected load of 500 kW or more

### 10.3.3 Results Achieved / Expected

- 64 Accredited Energy Auditing firms in place
  - 512 Certified Energy Managers and 1156 Certified Energy Auditors are in place
  - 3rd National Certification Examination for Energy Managers and Energy Auditors successfully conducted.
  - 4 Guidebooks prepared to assist energy professionals
  - Two interactive Websites in place
  - 7 Sector specific Task Forces for Aluminium, Cement, Chlor alkali, fertiliser, Pulp & paper, Petrochemical & Refinery and Textile constituted and regular workshops held.
  - 7 Manuals and energy auditing codes for utility equipment in place
  - Savings of about 850 MW of electric power, as equivalent avoided capacity, achieved during 1999-2005 through National Energy Conservation Award Scheme resulting in a deferred investment of US\$ 755 millions.
  - 30 State Governments and Union Territories have notified State Designated Agencies for the purpose of implementing EC Act within the state.
  - Draft Energy Conservation Building Codes (ECBC) prepared
-

### 10.3.4 Promotional Provisions to Support Energy Conservation Act

Various promotional provisions in support of the EC Act have been initiated by the Bureau of Energy Efficiency which are as follows:

- Indian Industry Program for Energy Conservation (IIEEC)
- Voluntary Energy Conservation Policy Declaration by Indian Industry
- Development of dedicated energy manager website.
- National Energy Conservation Awards

### 10.3.5 Mandatory Provisions of the EC Act

- Strengthening energy management and energy auditing capabilities of energy professionals
- Accreditation of energy auditors
- Fixation of norms for different industrial sectors
- Conduction of Mandatory energy audits by designated consumers
- Notification of State Designated Agencies
- Standards & Labelling for notified energy consuming equipment and appliances
- Energy Conservation Building Codes for new commercial buildings having connected load of 500kW or more

A voluntary scheme for Labelling has been announced by Ministry of Power. Initially labelling for two products viz. fluorescent tube lights and frost-free refrigerators, has been introduced and approval for labels for these products are currently being issued. The preparatory work relating to standard and labelling program of other products like window air conditioners, direct cool refrigerators and general electric motors are in progress.

Draft Energy Conservation Building Code (ECBC) has been released for consultation and comments, and would be finalized after agreement with stakeholders.

## 10.4 PROGRAMME AND MEASURES

**10.4.1** Energy conservation is a multi-faceted activity involving both promotional and regulatory roles on the part of various organizations. The promotional role includes awareness campaigns, education and training, demonstration projects, R&D and feasibility studies. The regulatory role includes framing rules for mandatory audits for large energy consumers, devising norms of energy consumption for various sectors and sub-sectors, implementation of standards and provision of fiscal and financial incentives. It is felt that

---

for realizing the energy conservation potential, there is a need to have a proper institutional set-up.

10.4.2 Other factors affecting energy conservation efforts have been poor quality of electricity supply, which inhibits promotion of some energy-efficient technologies like compact fluorescent lamps, electronic ballast etc. Further, high cost of energy efficiency technologies also hampers its adaptation. Commercial loss in transmission and distribution of electric power is another area of concern constraining energy conservation efforts.

10.4.3 Bureau of Energy Efficiency (BEE) has already identified thrust areas and prepared a detailed Action Plan listing out associated activities to be carried out by it for implementing projects and programmes to promote efficient use of energy and its conservation. The Action Plan was launched by the Honourable Prime Minister on 23<sup>rd</sup> August, 2002 at the International Conference on Strategies for Energy Conservation in New Millennium held in New Delhi. The Action Plan, inter-alia, covers:

- Indian Industry Program for Energy Conservation
- Demand Side Management
- Standards and Labelling program
- Energy efficiency in buildings and establishments
- Energy conservation building codes
- Professional certification and accreditation
- Manuals and codes
- Energy efficiency policy research program
- Delivery Mechanisms for energy Services
- School education etc.

#### 10.4.4 Energy Efficiency in Government Buildings

Bureau of Energy Efficiency has **completed** Energy audit studies in 9 Government buildings to set up an example for private buildings to pursue similar efforts. The buildings included - Rashtrapati Bhawan, Prime Minister's Office and Defence Ministry blocks in South Block, Rail Bhawan, Sanchar Bhawan, Shram Shakti Bhawan, Transport Bhawan, R&R Hospital, Terminal-I, Terminal II and Cargo Sections of Delhi Airport, and AIIMS. Energy savings potential between 25 to 46 % has been identified in the above buildings.

10.4.5 Energy audit studies in the above buildings indicate that proper selection of electrically operated gadgets and their regular upkeep would result in approximately 27% to 46% of energy saving potential annually. It is estimated that by taking necessary measures in the above buildings 303 lakh units of energy could be saved against the present consumption of 1294 lakh units. The expenditure incurred would be paid back within 1 to 5 years.

---

The implementations of energy audit recommendations have been implemented in Rashtrapati Bhawan and the work is in progress in Shram Shakti Bhawan and Transport Bhawan through innovative financing mechanism with Energy Service Companies (ESCOs).

16 more Government buildings have been taken up in the second phase for energy auditing and its implementation through ESCO mode

#### **10.5 ENERGY CONSERVATION AWARDS**

Exact figures on the power saved by industry during the last five years as a part of the National Energy Conservation Programme year-wise are not available. However, an indicative idea as to the quantum of power saved by industry as a whole could be had from the fact that a mere 311 industrial units, which filed their nominations for National Energy Conservation Awards-2005, saved 1316 million kWh of electrical energy which is equivalent to the energy generated from 250 MW Thermal Power Station in 2004-05, which otherwise was required to meet the existing power demand of these units. In monetary terms these industrial units have been able to save Rs. 989 crore per year with an investment of Rs. 1316 crore thus the average payback period being 1.4 years only.

#### **10.6 INCENTIVES FOR ENERGY CONSERVATION MEASURES**

The Government is giving the following incentives to industries & others for encouraging conservation of energy:

- (i) Yearly National Energy Conservation Awards are given to industries in recognition of their special efforts to reduce energy consumption while maintaining their production. Based on information received for this award, electrical energy saving potential during 2001-04 has been found to be varying between 0.2% - 11%, with an average of 2% per year.
- (ii) Annual incentive awards are given to thermal power stations in the country for encouraging them to reduce their own Auxiliary Power Consumption, Specific Fuel Oil Consumption, Efficiency improvement and higher peaking PLF during generation of electricity.
- (iii) Incentive awards are given to Power generation & transmission companies for encouraging them to reduce T&D losses.

#### **10.7 SUPPLY-SIDE MANAGEMENT**

**10.7.1** The thermal units in the country have a unit capacity of up to 500 MW. Higher- rating units may be installed in the coming decade. There are many smaller units of size ranging from 30 to 100 MW, which have been operating for over 20 years. Some of the earlier units of size 200/210 MW are of old design and are operating with poor efficiency. These units need residual life assessment studies, renovation and modernization and complete refurbishment to improve the efficiency in generation.

---

- 10.7.2** Thermal power stations in the country are operating with high auxiliary power consumption and secondary fuel oil consumption. These factors, coupled with poor operation and maintenance practices, result in poor efficiency of the stations. Energy audit studies carried out by CEA on a few thermal power stations have revealed that the power stations are losing heavily due to poor condenser vacuum, non-availability of HP heaters, excessive consumption of DM water, air ingress into the boiler, high flue gas temperature and a number of other reasons. Most of the power stations were incurring huge financial losses due to sub-optimal operation resulting in increased coal & oil consumption.
- 10.7.3** Benefits have accrued in terms of higher generation, improvement in heat rate, and reduction in specific fuel oil and coal consumption at a number of TPSs where the recommendations given by CEA in the energy audit reports have been implemented. Monitoring of implementation of the recommendations is being carried out regularly. CEA has also prepared "Guidelines for establishment of Energy Audit Cells at TPS" to encourage thermal power stations to conduct energy audits on their own. Energy Conservation Act 2001 makes it mandatory to get energy audit of power stations done through Accredited Energy Auditors. Energy Audit and implementation of recommendations to improve operational efficiency may form part of regular activity and necessary financial arrangements may be made accordingly.
- 10.7.4** Transmission and Distribution (T&D) losses in the Indian system are amongst the highest in the world. Presently the all-India T&D losses are around 30%, out of which substantial portion is non-technical losses and theft. Reduction of the non-technical losses could be achieved with better management at a little extra cost. Schemes have been drawn up to reduce technical losses by installation of additional capacitors, appropriate size of the transformers, installation of amorphous core transformers, augmentation and strengthening of transmission and distribution lines and reduction of the length of low voltage lines. Based on the guidelines issued for reduction of transmission and distribution losses and energy audit in power system, Utilities have been encouraged to reduce the T&D losses by implementing the schemes in regard to computerised system load management through segregation of load to agriculture and introduction of Time Of Use (TOU) differential tariffs etc. T.O.U. Tariffs should be such designed in the form of incentive of lower rate that it should encourage use of more energy during off-peak hours and higher rate should be fixed to discourage the use of energy during peak-hours. Regional staggering of load should be aimed to stagger the load and minimizing the load of the system during peak hours. These efforts have to be vigorously followed up along with steps to curb pilferage and theft of electricity. The High Voltage Distribution system (HVDS) has greater potential to reduce T&D losses and should be encouraged.
- 10.7.5** The Indian power system is around hundred years old. With latest technology developments, there is ample scope for improvement in the system of generation and supply of electricity to the ultimate consumers in the most effective and efficient way
-

within acceptable environmental level. Some of the latest technologies are Circulating/ Pressurized Fluidized Bed Combustion (CFBC & PFBC), coal washing/ benefaction, computer-aided up gradation of sub-stations, supercritical pulverized fuel units and Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) plants.

## 10.8 DEMAND-SIDE MANAGEMENT

**10.8.1** The Indian economy is primarily agriculture based. Government has accorded high priority to rural electrification plans and a massive investment has been made in electrifying half a million villages spread over the country. Millions of agriculture pumps have been installed. Most of these pumps are working inefficiently. Govt. of India (MOP) has given subsidies up to 80% for various schemes on retrofitting of agricultural pump sets in different states. Due to subsidized electricity available to this sector, all efforts to improve the performance of these pump sets have not succeeded. Various strategies for promotion of energy conservation in agriculture, therefore, require both legislative and promotional support. These include massive awareness campaigns, training of management and operating personnel, appropriate pricing of electricity supply including metering and priority to new consumers willing to put up new meters while seeking connection for pump sets. Meanwhile, large number of pump sets connected to the grid in all states needs adequate level of supervision on design, testing, rectification/ replacement for their efficient operation.

**10.8.2** Integrated rural management schemes, which combine investments in rural distribution system along with pump sets programs, would increase the benefits. In fact for the last 5 years, Govt. of India has encouraged various schemes giving effect to improvement of efficiency in the power system. Subsidies varying from 50% to 80% have been given to different utility/ implementing agency for pilot projects on power system audits, load management schemes, development of single-phase high voltage distribution system, installation of amorphous core distribution transformers and different R&D schemes giving effect to energy conservation. Government of National Capital Territory of Delhi has issued a Gazette Notification, dated 28<sup>th</sup> September, 2006, regarding Mandatory use of Compact Fluorescent Lamps (CFL), Electronic Chokes in Government Buildings and Solar Water heating systems, ISI marked Motor Pump sets Power Capacitors & reflex valves etc. for various types of energy consumers for efficient use of energy & conservation. Copy of the notification is enclosed as **Appendix-10.1**. All states are advised to take similar measures to encourage demand side management.

## 10.9 HUMAN RESOURCE DEVELOPMENT PROGRAMMES

There is a vast potential for energy savings through human intervention. BEE and SDAs have a major responsibility for stimulating a major change in the energy efficiency ethos and practices (energy modesty) by directing the national energy conservation campaign as a mass movement and seeking wide support. In the 11<sup>th</sup> Plan, BEE will continue with their campaigns. In addition, Central government will partially fund the SDAs for their respective campaigns in the States. The following initiatives will be taken in the area of HRD:

- (i) Capacity building: a) Officials of BEE & SDAs abroad/ in India; b) Code officials from SDAs, urban & municipal bodies for promoting & enforcement of energy

- conservation building codes; c) Orientation programs every year for senior officials from Central & State Govt. departments to review the achievements, impediments and strategies to step up the tempo of energy conservation.
- (ii) Capacity building for new breed of professionals: a) energy managers/auditors being developed under the EC Act from 2003 by BEE through National Certification Examination by offering Refresher training modules for life long training for Energy Auditors & Managers; b) Tutorial /help-line support for prospective candidates in the national examination for energy managers/auditors.
  - (iii) Demonstration centres in 2 industrial estates to showcase and convince the entrepreneurs & plant engineers/technicians for industrial energy efficiency products /technologies
  - (iv) Orientation workshops on energy efficiency for top management, middle level executives and shop floor operating personnel
  - (v) Farmers training by display of energy efficient pump-sets & other relevant products
  - (vi) Training to drivers in road transport on fuel efficient driving
  - (vii) Nationwide campaigns: a) through media; b) awareness programs for general public & institutions in state capitals and other locations; c) painting competition for school children; d) Eco clubs activities for youth clubs
  - (viii) Introduction of the modules on energy efficiency/ DSM in the curricula of a) schools b) technical institutes engineering colleges c) other degree/ post graduate courses including MBA programs.

For HRD programmes, funding support proposed to be administered by BEE and SDAs is Rs 110.4 Crore. Details are furnished in **Table 10.4** below:

**Table 10.4**  
**Fund Requirements during 11<sup>th</sup> plan - HRD for DSM, EE & EC**

Sl. No	Description	Nos	Rate Rs. Lakhs	Amount Rs. Cr.	Purpose
<b>1</b>	<b>Capacity building</b>				
1a	Capacity building of officials of BEE -alternate years abroad/ India	30	2	0.6	
1b	Training of State Nodal Agency officers (34)	102	2	2.04	
1d	Code officers' training for ECBC	150	0.1	0.15	
1e	Orientation programs - Central Govt. officials	5	0.6	0.03	
1f	Orientation programs -State Govt. officials	5 x 34	0.6	1.02	



2a	Refresher training and continuing education for Energy Auditors & Managers,	3000	0.02	0.6	Partial funding
2b	Support for prospective candidates for energy managers/auditors	10000	0.01	1.0	
3	Knowledge Network through internet for implementation of Energy Efficiency-	Rs. 1 crore/year	100	5.0	Supplementary efforts to be reviewed every year.
3c	Top Management awareness workshops	20	2.5	0.50	partial funding
3d	Middle Management awareness workshops	100 programs	1	1.0	partial funding
3e	Operator level Awareness & Training	100 programs	1.0	1.0	Partial funding
4	Energy efficiency demonstration centres	2	300	6.0	Additional support from industry also to be sought
5.	Farmers training	30 events	5	1.5	Additional support from industry also to be sought
7.	Drivers training	200 programs	0.5	1.0	
8.	Publicity campaigns to create awareness in public & institutions, painting competition for school children, Eco clubs	Every year	1700	85.0	sponsors to supplement efforts also needed
9.	Introduction of DSM, EE and EC concepts in School and College Curricula.	One project	400	4.0	
	Total			110.44	

#### 10.10 BUDGET OUTLAY FOR THE 11<sup>TH</sup> PLAN

The total budget requirement for a period of five years for the overall establishment and functioning of the identified activities/ projects on DSM, EE and EC has been estimated to be Rs 653 Crore and the details of the same are given below:

**Table 10.5**  
**Funds Requirements - 11<sup>th</sup> Plan**

No.	Focus Area/Sector	Activity	Funds Requirements in Rs. Crore		
			At BEE	At SDAs	Total
1.	Strengthening of Institutional Set up in BEE and SDAs	Establishment of Central Energy Conservation Funds under EC Act  Organizational strengthening of BEE, and Establishment of Energy Conservation and Information Centre (ECIC) within BEE  Establishment of State level Energy Conservation Funds under EC Act	150	170	320
2	<b>EC Programs in targeted sector</b>				
A	Industrial Sector (Energy Intensive industries as covered in the EC Act)	Comprehensive Studies in 15 sub-sectors including development of specific energy consumption norms	15	6.8	21.8
B	Small & Medium Enterprises	Comprehensive Studies in 25 clusters sub-sectors, including 3 clusters in North Eastern Region )	12.5	6.8	19.3
C	Commercial Buildings & Establishments	Comprehensive Studies in commercial buildings covering office buildings, hotels, hospitals and shopping malls	4	17	21
		Expertise development of energy auditors, architects, builders, municipalities, etc for promotion /development of ECBC in states,	10	10	20
D	Domestic/Residential Sectors	Undertaking of studies by SDAs to efficient appliances, labeling of 10 more appliances/ equipment, Strengthening of 10 testing labs, Awareness campaigns on labeling program by BEE and SDAs	50	34	84

E	Street lighting and Municipal water pumping	Dissemination of information on successful projects implemented by some of the states, Pilot energy audits and projects in states and follow up work in initiating and implementation of state level EC programmes	2	8.5	10.5
F	Agriculture Sector	Collection, documentation and dissemination of information on successful projects implemented by some states, launching of awareness campaign in all regional languages in print and electronic media	5	5	10
G	Transport Sector	Setting up of norms for specific fuel consumption for automobile and Transport (Services/Public transport) and promotional studies for public transportation systems.	2	8.5	10.5
3.	<b>DSM PROGRAMS</b>	Orientation Programs for regulators & DISCOMs - Design of pilot scheme for Negawatt savings for DISCOMs	15 (for BEE and SDAs)		15
4.	<b>HRD PROGRAMS</b>	Orientation programmes for Government departments/ Ministries, Cadre for energy managers/auditors, Programmes and awareness campaigns for schools, colleges, farmers, NGOs, Public, industrial operators, drivers, etc. (Details at Table-1)	-		110.44
5	<b>Policy Research</b>	Policy Research for Accelerating Adoption of Energy Efficiency and DSM Programs	10		10
<b>TOTAL</b>			350.5	301.6	652.54 Say 653

## 10.11 CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS

Energy Conservation and demand-side measures are cost effective tools to bridge the gap between demand and supply of power. Even while all - out efforts are being made to achieve maximum capacity addition in the coming decade, a two-pronged approach needs to be adopted by achieving maximum possible benefit from these measures. The extent to which the Energy Conservation potential is exploited would depend on the funds available. It is imperative that efforts are made to deploy adequate funds to implement these measures to the maximum extent feasible. Energy conservation is a multifaceted activity involving both promotional and regulatory roles on the part of various organisations. The objectives, mode of operation and the type and quantum of incentives should be linked with institutional arrangement to get the activities implemented.

The target of additional electricity savings which may accrue to the national economy at the end of 11<sup>th</sup> Five year plan as a consequence of intensive energy conservation and DSM drive is expected to be about 5% of the anticipated energy consumption level in the beginning of 11<sup>th</sup> Plan. BEE shall devise a suitable mechanism for assessing these savings. The outlay for various strategies and programmes as proposed is Rs. 652 Crore. Out of this proposed allocation, Rs 350.5 crore is the estimated requirement for BEE at the centre and the balance Rs. 301.6 crore as the assistance for strengthening the institutional structure at the State level for effective implementation of EC Act. These initiatives will also seek funding support from state governments, other complementary programs, user industry, financial institutions, and other donor agencies besides innovative financing options.

\*\*\*\*\*

---

**DELHI TRANSCO LIMITED**

[Office of Director (Operations)]

Regd. Office : Shakti Sadan, Kotla Road, New Delhi - 110 002

Phones: 23232715, Tele Fax: 23232721

REF. No.: Dir.(OY) 151/758

DT. 29.09.2006

- |  |  |
|--|--|
| 1. PPS to Secretary (Power),<br>Govt. of India,<br>Shram Shakti Bhawan,<br><u>Rafi Marg, New Delhi - 1.</u>  | 2. PS to Chairperson,<br>Central Electricity Authority,<br>Sewa Bhawan, R.K. Puram,<br><u>New Delhi - 110 066.</u>   |
| 3. Dr. R.K. Pachauri,<br>Director General,<br>The Energy & Resources Institute,<br>Darbari Seth Block,<br>Habitat Place, Lodhi Road,<br><u>New Delhi - 110 003.</u>            | 4. Mr. V. S. Verma,<br>Director General,<br>Bureau of Energy Efficiency,<br>NBCC Tower, 2 <sup>nd</sup> Floor, Hall No.4,<br>15, Bhikaji Cama Place,<br><u>New Delhi - 110 066</u> |
| 5. Mr. Rajneesh Sharma,<br>Head - Delhi State Office,<br>Confederation of Indian Industry,<br>Plot No.249-F, Sector 18,<br>Udyog Vihar, Phase-IV,<br><u>GURGAON - 122 015.</u> | 6. Ms. Sushma Berlia,<br>President,<br>PHD Chamber of Commerce & Industry,<br>PHD House, 4/2, Siri Institutional Area,<br>August Kranti Marg,<br><u>New Delhi - 110 016.</u>       |
| 7. Mr. Kamal Meattle,<br>C.E.O., Paharpur Business Centre,<br>21, Nehru Place Greens,<br><u>New Delhi - 110 019.</u>   | 8. Dr. Amit Mitra,<br>Secretary General, F.I.C.C.I.,<br>Federation House, Tansen Marg,<br><u>New Delhi - 110 001.</u>  |

Sir,

I am enclosing herewith two notifications/orders dated 28<sup>th</sup> September, 2006 issued by the Power Department of Govt. of NCT of Delhi aimed at promoting the use of solar energy, use of CFL and energy efficient lighting etc. by making it mandatory in government departments / buildings / hospitals / jails etc. in order to promote conservation of energy and efficient use of energy in Delhi.

2. These orders may kindly be brought to the notice of the officers concerned for appropriate action in your organisation.

Encl: As above.

Yours faithfully,

(S. K. SETHI)

DIRECTOR (OPERATIONS).

Appendix 10.1  
Page 2 of 8

GOVERNMENT OF NCT OF DELHI  
DEPARTMENT OF POWER  
8<sup>TH</sup> LEVEL, B-WING, DELHI SECRETARIAT  
NEW DELHI - 110002.

No. F 11/57/2007-Power/2353

Dated : 28/07/07

To all HODs/ Secretaries of Govt. of Delhi  
Govt. Undertakings  
NDMC, MCD, MES, DISCOMs  
BEE, Ministry of Power, GOI etc. (As per list)

Sub: Orders for energy conservation and efficient use of Power

Sir

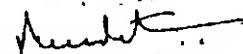
This is to inform you that Delhi Govt. is fully committed to promote energy conservation and efficient use of energy in Delhi on priority for demand side management of power. To realize this goal, Delhi Govt. through the Designated Nodal Agency i.e. Delhi Transco Ltd. would like to promote the use of solar energy, use of CFL and energy efficient lighting etc. by making it mandatory in Govt. Depts / Govt. buildings/ hospitals / Jails etc to start with.

In terms of the power conferred on the State Government under the Energy Conservation Act, 2001, Government of Delhi is now issuing the directions (copies of which are enclosed) under Section 18 of the Act for :-

- Mandatory use of Solar Water Heating System
- Mandatory use of CFL and Electronic Chokes in Government Buildings and Government aided institutions, Boards, Corporations
- Mandatory use of ISI marked Motor Pump sets, Power Capacitor, Foot/Reflex valves etc in Agriculture side

It would be highly desirable if all necessary steps are taken by your Deptt./ Organisation to publicize these orders in the subordinate offices under your administrative control and to extend full cooperation in implementing these orders. In large buildings, it would also be useful to undertake energy audit using the services of Bureau of Energy Efficiency.

Yours faithfully,



(RAKESH MEHTA)  
PRINCIPAL SECRETARY

Copy to : Secretary to Lt. Governor/ Secy. to C.M./ Chief Secretary/ Secy. to MOP  
Additional Secretary, Ministry of Power, Govt. of India

---

Appendix 10.1  
Page 3 of 8

(TO BE PUBLISHED IN PART IV OF THE DELHI GAZETTE EXTRAORDINARY)

GOVERNMENT OF NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI  
(DEPARTMENT OF POWER)  
DELHI SECRETARIAT, I.P. ESTATE  
NEW DELHI

NOTIFICATION

F.No.11 ( 149 )/2004/Power/-2326

Dated, the 23<sup>rd</sup> Sep, 2006

ORDER

F.No.11 ( 149 )/2004/Power/ - In exercise of the powers conferred by section 18 of the Energy Conservation Act, 2001, (52 of 2001) read with the Government of India, Ministry of Home Affairs Notification No. S.O.593(I)-F No.U-11030/1/2005-UFL dated the 24<sup>th</sup> April, 2006, the Lt. Governor of the of National Capital Territory of Delhi, hereby issues the following directions for efficient use of energy in the National Capital Territory of Delhi, namely-

**1. Mandatory use of Compact Fluorescent Lamps and Electronic Chokes in Government Buildings/Government Aided Institutions/Boards/Corporations. -**

1. The use of incandescent lamps and conventional chokes in all new buildings/institutions constructed in Government sector/Government Aided sector/Boards and Corporations/Autonomous bodies is banned with immediate effect.
2. It will be mandatory that in these existing buildings the defective incandescent lamps and chokes when replaced, would be replaced by only compact fluorescent lamps (CFL) and electronic chokes
3. Power utilities will effect necessary modification in the load demand notices within two months time from the date of issue of this order to promote the use of Compact

(.. Contd - P/2)

(1)

**Appendix 10.1**  
**Page 4 of 8**

Fluorescent Lamps and electronic chokes instead of conventional bulbs and chokes while releasing/sanctioning new connections/loads in such buildings.

2. Delhi Transco Limited, notified as the State Designated Agency vide notification no. F.11 (149)/2004-Power/1753 dated 28.07.2006, is to see the implementation of the directions in Delhi; in terms of the provisions of the Section 15, 17 & 26 of the Energy Conservation Act, 2001.
3. Delhi Cantonment / MES / Defence Establishments shall endeavour to adopt the above measures.

The above orders shall come into force with immediate effect.

By order and in the name of the Lt. Governor of the  
National Capital Territory of Delhi,



(RAKESH MEHTA)

Principal Secretary (Power)

National Capital territory of Government of Delhi



Appendix 10.1  
Page 5 of 8

F No. 11 ( 149 )/2004/Power/ 2356

Dated, the 28<sup>th</sup> Sep , 2006

Copy to:-

1. The Secretary (GAD), Govt. of NCT of Delhi, with a spare copy with request to publish the same in today's Part-IV of Delhi Gazette extraordinary.
2. Secretary to Govt. of India, Ministry of Home Affairs, New Delhi.
3. Secretary to Govt. of India, Ministry of Defence, New Delhi.
4. Secretary to Govt. of India, Ministry of Power, New Delhi.
5. All HODs, GNCTD.
6. Chairperson, NDMC.
7. Commissioner, MCD.
8. Vice Chairman, DDA.
9. Secretary to Lt. Governor of NCT of Delhi, New Delhi.
10. Secretary to C.M., Govt. of NCT of Delhi, New Delhi.
11. Secretary to Minister of Power, Govt. of NCT of Delhi, New Delhi.
12. Secretary, DERC, New Delhi.
13. Director General, Bureau of Energy Efficiency.
14. OSD to C.S., Govt. of NCT of Delhi, New Delhi.
15. I.G. (Prisons).
16. The GE (U), Electric, MES, Cantonment Board, Delhi Cantt.
17. CMD, DTL.
18. CEO, BSES Yamuna/Rajdhani Power Limited.
19. CEO, NDPL.
20. Guard File.

(RAKESH MEHTA)  
Principal Secretary (Power)

**Appendix 10.1**  
**Page 6 of 8**

(TO BE PUBLISHED IN PART IV OF THE DELHI GAZETTE, EXTRAORDINARY)

GOVERNMENT OF NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI  
DEPARTMENT OF POWER  
DELHI SECRETARIAT, 1P ESTATE  
NEW DELHI

**NOTIFICATION**

F No 11 ( 149 )/2004/Power/ 2357

Dated, the 28<sup>th</sup> Sep, 2006

**ORDER**

F No. 11 ( 149 )/2004/Power/ - In exercise of the powers conferred by section 18 of the Energy Conservation Act, 2001, (52 of 2001) read with the Government of India, Ministry of Home Affairs Notification No. S.O. 593(E)/F No U-11030/1/2005-UTL dated the 24<sup>th</sup> April, 2006, the Lt. Governor of National Capital Territory of Delhi hereby issues the following directions for efficient use of energy and its conservation in the National Capital Territory of Delhi, namely :-

**I. Mandatory use of Solar Water Heating Systems . -** (1) The use of solar water heating systems will be mandatory in the following categories of buildings, namely :-

- (i). Industries where hot water is required for processing,
- (ii). Hospitals and Nursing homes including Government Hospitals,
- (iii). Hotels, Motels or Banquet halls,
- (iv). Jail Barracks,
- (v). Large Canteens having the capacity to serve more than one hundred persons in a day;
- (vi). Corporate buildings located on plots having an area of Five Hundred square meters and above,
- (vii). All residential buildings built on a plot having an area of Five Hundred square meters or above falling within the National Capital Territory of Delhi, excluding Delhi Cantonment Area or areas exempted under section 61 of the Energy Conservation Act, 2001
- (viii). All Government buildings, residential schools, educational colleges, hostels, technical or vocational education institutes, district institutes of education and training, tourism complexes and universities etc.

(2) All departments of the Government of National Capital Territory of Delhi including Tihar Jail and other Jails and the Delhi Police, the MCD, NDMC shall amend their

**Appendix 10.1**  
**Page 7 of 8**

rules/bye-laws within a period of six months from the date of issue of this order to make the use of solar water heating systems mandatory.

(3) The Government departments mentioned in clause (2) shall designate a nodal officer to monitor and report the progress of enforcement of the Government decisions to the Agency designated under clause (d) of Section 15 of the aforesaid Act, for energy conservation of National Capital Territory of Delhi. The progress report shall be sent by the nodal officer on quarterly basis to the designated agency.

2. **Mandatory use of ISI marked Motor pump sets, Power capacitor, Foot/Reflex valves in Agriculture Sector.** - (i) For all new connections, the use of ISI marked pump sets and accessories, power Capacitors and other energy efficient appliances will be mandatory. This applies to all private and Government Sector/Government Aided Sector, Government/Semi-government Undertakings and Boards.

(ii) All Discons and the New Delhi Municipal Council shall make the amendments in the load demand notices for new connections within six months time from the date of issue of this order to ensure use of only ISI marked pumps, its accessories and other energy efficient appliances in the National Capital Territory of Delhi.

3. The designated agency shall ensure the implementation of these directions in the National Capital Territory of Delhi as per the provisions of the, Energy Conservation Act, 2001.

4. Delhi Cantonment / Military Engineering Service / Defence Establishments shall endeavour to adopt the above measures for efficient use of energy and its conservation.

By order and in the name of the Lt. Governor of the  
National Capital Territory of Delhi,

  
(RAKESH MEHTA)  
Principal Secretary (Power)

**Appendix 10.1**  
**Page 8 of 8**

F.No.11 ( 149 )/2004/Power/ 23 S /

Dated, the 28, Sep , 2006

Copy to:-

1. The Secretary (GAD), Govt. of NCT of Delhi, with a spare copy with request to publish the same in today's Part-IV of Delhi Gazette extraordinary.
2. Secretary to Govt. of India, Ministry of Home Affairs, New Delhi.
3. Secretary to Govt. of India, Ministry of Defence, New Delhi
4. Secretary to Govt. of India, Ministry of Power, New Delhi
5. All HODs, GNCTD
6. Chairperson, NDMC.
7. Commissioner, MCD.
8. Vice Chairman, DDA
9. Secretary to Lt. Governor of NCT of Delhi, New Delhi.
10. Secretary to C.M., govt. of NCT of Delhi, New Delhi.
11. Secretary to Minister of Power, Govt. of NCT of Delhi, New Delhi.
12. Secretary, DERC, New Delhi.
13. Director General, Bureau of Energy Efficiency.
14. OSD to C.S., Govt. of NCT of Delhi, New Delhi
15. I.G. (Prisons)
16. The GE (U), Electric, MES, Cantonment Board, Delhi Cantt.
17. CMD, DTL
18. CEO, BSES Yamuna/Rajdhani Power Limited
19. CEO, NDPL.
20. Guard File.

**(RAKESH MEHTA)**  
Principal Secretary (Power)

# Chapter 11

## MEDIUM AND LONG TERM PLANNING

### 11.0 INTRODUCTION

Planning is a specialized exercise based on extensive data, reasonable assumptions and analytical conclusions involving numerous intricacies. To facilitate ease in computation, state of the art computer programmes are widely employed for evaluation of investment alternatives in various sub-sectors of the Power Supply industry such as Generation, Transmission and Distribution Systems and for rational and planned growth of the Power Sector as a whole.

This Chapter deals with Medium term Planning i.e. 11<sup>th</sup> Plan (2007-12) and Long term Perspective for 12<sup>th</sup> Plan. A brief write up on Development of Coastal Power Stations and development of Ultra Mega power projects at national level is also included in this chapter.

### 11.1 PLANNING MODELS

Central Electricity Authority has been using the following computer software models for the generation planning exercises:

- (i) Integrated System Planning (ISPLAN) (Version 4.0) and
- (ii) Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS) (Version 9.0)

Salient features of the Planning models are discussed below.

#### 11.1.1 Integrated System Planning [ISPLAN] Model

For analyzing various investment alternatives for the system as a whole, the analytical tool should be capable of assessing the options for both additional generating capacity and transmission linkage expansion in an integrated fashion to achieve optimal solution. The major problems confronting planners are not only those related to optimizing the generating capacity requirement and reliability, but also location of the plant in relation to load centers, fuel resources, fuel transportation network and extension of the transmission grid. The power system planning is generally carried out over long time horizons and the planning model should be capable of analyzing a large number of scenarios within a reasonable time and with least effort. In this respect models based on Linear Programming (LP) formulations, despite their other limitations, have advantage over other models based on integer or dynamic programming.

The ISPLAN model has the capability to address these system planning issues as an indicative planning tool for analyzing the major features of an optimal expansion plan for

---

generating capacity, transmission network and fuel transport. Thus, basically ISPLAN is a mathematical programming model that falls into the general classification of network transshipment model, with two commodities being moved through inter-linking networks:

Electrical energy - in transmission network and  
 Fuel - in transportation network

Based on Linear Programming formulation, the model is capable of producing optimal expansion plans effectively and quickly with respect to a large number of alternative input assumptions. Criteria of optimality is the minimum discounted present worth of the total annual system cost for the year under study including the annualized capital cost of all new facilities (generating plants, transmission lines etc.) plus the operation and maintenance cost and cost of energy not served. The approximate nature of solution using ISPLAN arises due to various reasons, viz.

- (i) Generation outages are modelled deterministically rather than using probabilistic techniques;
- (ii) Transmission flows are analyzed using D.C. load flow; and
- (iii) The model builds capacity rather than individual plants.

However, extensive sensitivity analysis can be carried out to analyze impact of alternative assumptions and considerably reduce the effect of approximation.

#### Objective Function

The ISPLAN model works out the least cost power development plan based on minimisation of objective function, which comprises of

- (i) Capital cost of projects (annualised)
- (ii) O&M cost (Annual)
- (iii) Fuel cost
- (iv) Fuel transportation cost, which comprises either cost of transportation for the fixed coal linkage or the cost of transportation for transporting the fuel from the source, as selected by the Model for the candidate plant.
- (v) Capital cost of new transmission lines (annualised)
- (vi) Cost of un-served energy
- (vii) Cost of import (+)/export (-)

The annualised cost has been arrived at by using suitable capital recovery factor for thermal and hydro projects separately depending upon their plant life and book life, the financing pattern etc. The capital recovery factor as used in the present studies for the new candidate plants are as follows:

Hydro	0.134
Thermal	0.141 (Coal), 0.16 (Gas)

### Other Assumptions and Limitations

- (i) No constraints have been given on fuel transportation network. For each link in the transportation network, capacity limit could be defined. If fuel transportation network constraints are adopted, the results may change. (The railway lines are common for Passenger and Goods). There are no dedicated rail lines for the Coal Transportation, as such the limitation of Railway lines capacity cannot be considered in the model. Secondly, in case of committed projects the coal link is fixed. The optimisation with coal transportation network is possible in case of candidate (New) projects only.
- (ii) For the hydro power plants, hydrology data has been used on an annual basis, and the seasonal variations have not been considered in these Studies.
- (iii) The model builds plants taking into consideration load distribution, power transmission and fuel transportation; as such plants are location sensitive.
- (iv) The power flows over the transmission lines are analysed using DC load flow only.
- (v) The model builds capacity (may be partial) rather than individual plants.
- (vi) Due to non-availability of site-specific data on environmental aspects, (such as Particulate emission, Bottom ash,  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ ) no environmental constraints have been adopted in the study.

In order to assess the reliability levels of the capacity requirement as worked out by the ISPLAN studies above, EGEAS studies have been carried out. Salient features of this software are given below:

#### 11.1.2 Electric Generation Expansion Analysis System [EGEAS]

The Electric Generation Expansion Analysis System (EGEAS) is a software package intended for use for expansion planning of an electric generation system. In this planning model the operation of the power system is simulated probabilistically. The load on the power system is represented both in terms of magnitude and time variation. The model yields the reliability indices, namely the **Loss-Of-Load-Probability (LOLP)**, the expected value of **Energy-Not-Served (ENS)**, and the reserve margin for an expansion power plan by minimising the objective function which is the present worth of the costs associated with operation of the existing and committed generating stations viz., the annualised/ levelised capital cost and operating cost of new generating stations and cost of energy not served. The loss of Load Probability (LOLP) is the percentage of time during the year for which the entire load exceeds the availability. The energy not served is the percentage of energy requirement not met during the year. The EGEAS model is capable of giving a number of expansion plans along with their objective functions and the reliability indices for each such plan. The optimal power plan is that plan for which the reliability indices are satisfied in accordance with certain criteria laid down by the planner, and the objective function is the lowest.

In order to give the planner a choice of optimisation techniques in the EGEAS Model, provisions are available for solving for the capacity augmentation problem using linear programming, the Generalized Benders' Decomposition, and dynamic programming. The dynamic programming optimisation technique is best suited for fair work whereas the first two named solution procedures are suitable where the number of planning alternatives is very large and required to be restricted in the first stage of the planning exercise. The dynamic programming procedure requires the largest amount of computation time and can handle up to 10 generic planning alternatives. The optimisation for the future expansion plan can be done on year-by-year basis and the final objective function for the planning horizon worked out along with the reliability indices for power supply in the time period in question. The reliability indices can also be considered as constraints subject to which the model will obtain requirements of new generating capacity addition in the stipulated time horizon. In the present exercises optimisation has been done for the terminal years of 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> plan periods.

In the EGEAS model the transmission system is not modelled and hence the reliability indices are only for the generation system and not for the load point.

The EGEAS model, being probabilistic in nature, provides for long range generation expansion planning as it yields very useful quantitative measures of reliability of power supply several years into the future, and at the same time gives an indication of the total cost of operating the existing and committed system and installing and operating the new system. The transportation of fuel and transmission of power are considered explicitly in the Integrated System Planning (ISPLAN) Model. Whereas the overall requirement of generating capacity is assessed using the EGEAS, the siting of new generating stations that use transportable fuel is done using ISPLAN. Under ISPLAN the broad features of the transmission system are also obtained.

## **11.2 STUDIES FOR NATIONAL ELECTRICITY PLAN**

### **11.2.1 Planning Methodology**

#### ***11<sup>th</sup> Plan Generation Requirement***

Assessment of generation requirement during the 11<sup>th</sup> Plan is important to work out the generation capacity requirement to be planned for the 11<sup>th</sup> Plan. Demand projections of various utilities are done by the Electric Power Survey (EPS) Committee. The 17<sup>th</sup> EPS Report has been finalized by the Committee and its projections have been considered for planning capacity addition. Besides the EPS, Integrated Energy Policy stipulates generation to grow at 9% p.a. during 11<sup>th</sup> Plan. Also, as per National Electricity Policy (NEP), the per capita electricity consumption of 1000 kwh is to be achieved by the year 2011-12. The generation requirement has been assessed according to the above Committee Report/ Policies.

---



The requirement of Generation from Utilities by 2011-12 from various methods discussed above has been summarized as below:-

17 <sup>th</sup> EPS Report	About 1036 BU
Integrated Energy Policy Report	1008 BU
National Electricity Policy (per capita consumption 1000 kWh)	1038 BU

The requirement of generation as per 17<sup>th</sup> EPS and National Electricity Policy (NEP) is more or less same and greater than the requirement as per Integrated Energy Policy. Since the demand as per NEP is the highest, requirement of generation (from Utilities) adopted for planning purpose is 1038 BU which is nearly the same as 17<sup>th</sup> EPS for 2011-12. This would require a generation growth rate of 9.5 % p.a. (CAGR) for utilities. The 17<sup>th</sup> EPS report stipulates peak demand of 1,52,746 MW by 2011-12 considering inter-regional diversity. This has been considered while assessing the 11<sup>th</sup> Plan capacity addition.

### **12<sup>th</sup> Plan Generation Requirement**

During the 12<sup>th</sup> Plan period, assuming a GDP growth rate of 9% per annum and elasticity 0.8 as compared to 1.0 during 11<sup>th</sup> Plan mainly due to adoption of energy efficient technologies and other Energy Conservation and Demand Side Management measures being taken up during the 11<sup>th</sup> Plan, electricity demand is likely to grow @ 7.2% p.a. Keeping this in view, the energy generation should increase to a level of 1470 BU by 2016-17 from a level of 1038 BU in 2011-12. However, sensitivity analysis has been carried out assuming 8%, 9% & 10 % GDP growth rates and GDP-electricity elasticity of 0.9 and 0.8 respectively, details of which are given in Chapter 4. As per 17<sup>th</sup> EPS, gross energy requirement by Utilities in 2016-17 is about 1488 BU. For the purpose of planning capacity addition during 12<sup>th</sup> plan electricity generation requirement of 1470 BU as per 9 % GDP growth rate and 0.8 elasticity has been adopted. This is very close to the projections of 17<sup>th</sup> EPS.

The availability of generating stations, auxiliary consumption, heat rate and financial parameters have been taken as per norms already framed for this purpose. Details of the Norms are furnished in Para 11.2.2.

Existing, sanctioned/on going and CEA cleared projects are taken as committed (must run) projects. Power/Energy availability from these projects is taken as per the Norms to meet the demand projection. Candidate generation projects along with details of the fuel transportation system and power transmission system are included in the input data prepared for the ISPLAN model and the ISPLAN model selects the most suitable out of these projects.

### **11.2.2 Generation Norms and Assumptions**

In the planning exercise, generation norms are used as representative performance parameter of various components of the power system to estimate the availability of peaking power and energy from generating units. The norms used in the current exercise have been developed in Central Electricity Authority based on past performance of power

stations for seven years to reflect the average performance parameter, very close to actual performance of the power system of the country. The salient features of these norms are given below, along with assumptions for various parameters that have been used in the studies.

### 11.2.2.1 Norms

The planning studies require accurate performance parameters of various type of generating units to assess their availability and energy generation capabilities. The peaking power availability and energy generation capacity are important parameters for meeting the projected demand of the country and various regions. Peak availability and PLF are key performance factors required for the planning studies and other features used for planning studies are the auxiliary power consumption, heat rate, capital cost of the generating units, etc. Different types of generating units have varied operational performance and accordingly different norms have been used for thermal (coal), combined cycle, hydro and nuclear projects. The generation planning norms for different sizes of thermal units are different and units of higher sizes i.e. 200 MW and above have shown consistently good performance over a long period. Higher size unit of 660 MW and above which are likely to be installed in future have been placed along with 500 MW units for auxiliary Power consumption, however for the purpose of heat rate these units have been placed in a separate group. Combined cycle Gas Turbines (CCGT) are very efficient and have lower heat rates, however their availability and PLF would depend on the availability of gas. The energy of the hydro units has been taken on the basis of the design energy of the project.

### Peaking Availability

The peaking availability (gross) of the various types of generating units is given in Table 11.1.

Table 11.1

Figures In %

PEAKING AVAILABILITY (GROSS) OF THERMAL/ NUCLEAR/ HYDRO POWER STATIONS			
	Unit Size	Existing Units	Future Units
Thermal (Coal)	800/660 MW	-	85
	500/250/210/200 MW	85	85
	Below 200 MW	75	85
	Below 200 MW operating below 20 % PLF at present	50	-
Gas Based	CCGT all sizes	90	90
	CCGT all sizes	88	88
DG Sets	All sizes	75	75
Nuclear	All sizes	85	85
Hydro	All sizes	87.5	87.5

### Auxiliary Power Consumption

The auxiliary consumption of the various types of generating units considered are given in Table 11.2.

Table 11.2

AUXILIARY POWER CONSUMPTION		
(i)	<b>Coal-based power stations:</b>	
(a)	800/660/500/250/210/200 MW class of units	7.5%
(b)	Less than 200	12.0%
(ii)	<b>Gas-based power stations:</b>	
(a)	Combined Cycle	3.0%
(b)	Open Cycle	1.0%
(iii)	<b>Hydro Stations</b>	0.5%

### Machine heat rate

The machine heat rates (Gross) considered for the various thermal units are given in Table 11.3.

Table 11.3

MACHINE HEAT RATE	
Unit Size	Heat rate (Kcal/kWh)
800 MW	2400
660 MW	2400
500 MW	2425
200/210/250 MW KWU	2460
200/210/250 MW LMZ	2500
250/210/125 MW (lignite)	2750
100 MW	2750
50 MW class of units	3000
30 MW class of units	3300
Combined cycle Gas turbine	2000
Open cycle Gas turbine	2900
DG Sets	2000

### Plant load factor

The Plant Load Factor of thermal power stations (coal and gas-based) considered for the various type of plants are furnished in Table 11.4.

Table 11.4

PLANT LOAD FACTORS OF THERMAL/ NUCLEAR POWER STATIONS		
Units	PLF (%)	Remarks
Thermal		
Coal Based		
800/660 MW	80	Future Units
500/250/210/200 MW	80	Existing and Future Units
Below 100/110 MW	60	80% for future units
	40	Units in ER and NER operating Below 20% PLF.
Lignite Based 125/ 200/250 MW	75	
Gas Based		
CCGT	80	
OCGT	33	
Nuclear Units		
All sizes	68.5	Normative Capacity Factor

For hydro units, the energy generation is as per the designed energy generation in a 90% dependable year.

#### 11.2.2.2 Efficiency of Pumped Storage Schemes

The cycle efficiency of pumped storage schemes has been assumed to be 80%.

#### 11.2.2.3 System reliability levels in terms of LOLP and ENS

LOLP 1% and ENS 0.15%

#### 11.2.2.4 Assumptions

For the purpose of planning studies certain inputs regarding financial and cost as well as technical parameters have been considered based on actual conditions prevailing. Certain approximations are also resorted to for the planning purpose.

##### Financial Norms

- (i) The discount rate assumed in the studies is 9% per annum.
- (ii) The return on equity has been assumed as 14% per annum.
- (iii) The debt equity ratio has been assumed as 70:30 for Central Sector and Private Sector Projects, while State Sector projects are being funded by debt only.

##### Load Duration Curve (LDC):

The annual load duration curve has been plotted based on hourly demand data received from the various Regional Electricity Boards with suitable adjustments for the system load factor.

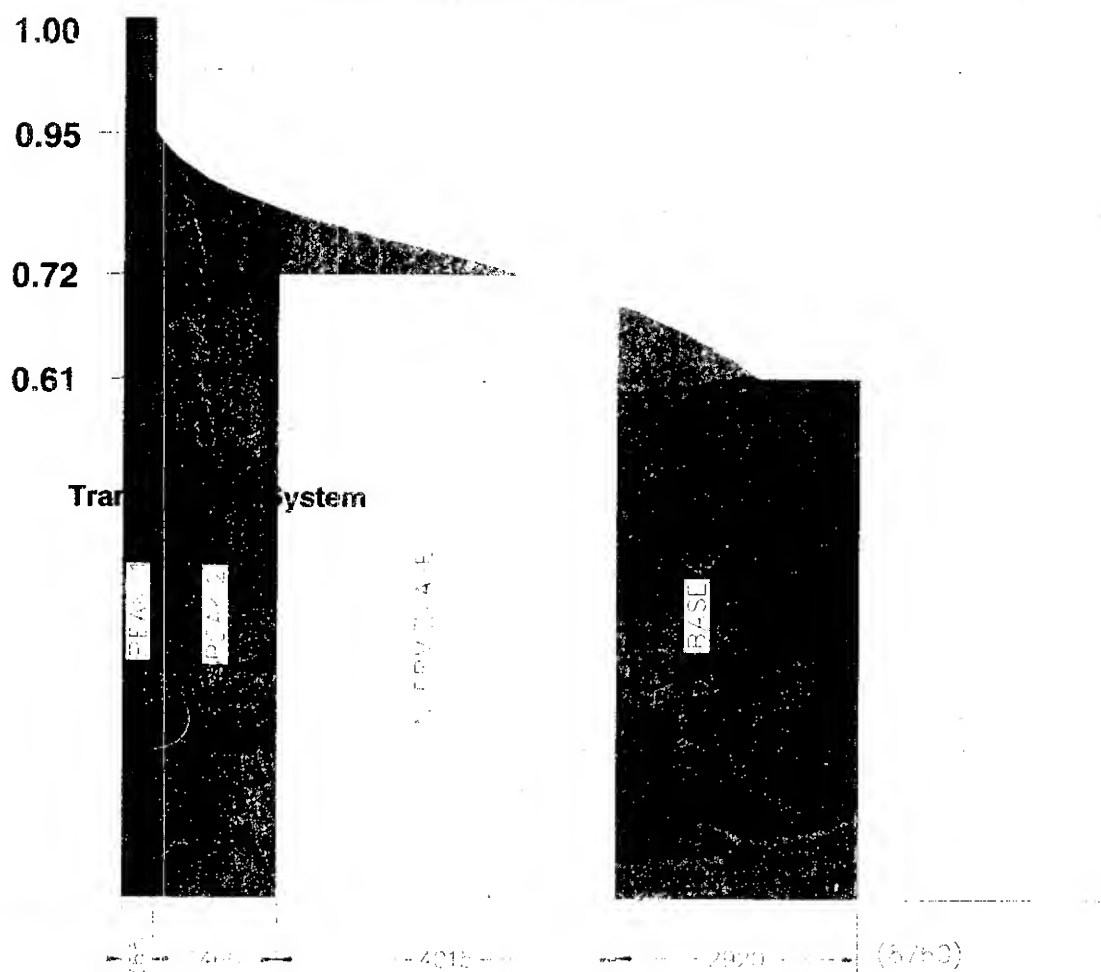
As per the requirement of ISPLAN model, the annual Load Duration Curve has been linearised and divided into four blocks as given in Table 11.5 and also shown pictorially in the figure below:

Table 11.5

TIME DURATION OF LINEARISED LDC	
Block	Duration (Hours)
Peak-1	365
Peak-2	1460
Intermediate	4015
Base	2920
Total	8760

The height of each block in terms of fraction of peak load has been worked out depending upon the shape of the load duration curve (separate for each region). Typical load duration curve and its linearised curve are given at figure below.

LINEARISED ANNUAL LOAD DURATION CURVE



### Transmission System

The existing transmission system has been considered as a fixed system. The new transmission lines, which would be required by the system have been indicated wherever indicative data was available, but the required transmission capacities are to be built by the Model depending upon the likely quantum of power flow based on the projects selected by the Model for meeting the demand at various locations in various states/regions and country as a whole.

The capital cost of building new transmission lines of various voltage levels and their capacities as considered for the studies are given in Table 11.6.

Table 11.6

COST AND CAPACITY OF TRANSMISSION LINES		
Voltage Level	Power Carrying Capacity (MW)	Equivalent Cost per circuit per km (Rs lakhs)
765 kV	2250	145.6
400 kV	515	53.7
220 kV	135	30.6
HVDC	Depending upon the line	Considered separately for each line

### Coal Linkage Parameters

The existing and committed coal based plants have been given fixed coal linkages from the particular mines as per the actual linkages and based on recommendations of the Standing Linkage Committee of the Ministry of Coal. In case of new coal based thermal plants, the Model is free to choose the mine depending upon the location of the plant with respect to the mine so that the cost of delivered coal is minimal.

The coal cost and average calorific value are considered as per the latest Office Memorandum of Ministry of Coal. The average cost as worked out for various grades of coal is given in Table 11.7.

Table 11.7

COST AND HEAT VALUE OF COAL		
Coal Type	Pithead cost (Rs./Ton)	Average Calorific Value (Kcal/Kg)
Grade 'D'	953-1210	4583
Grade 'E'	696-1152	4045
Grade 'F'	567-930	3437
Washed Coal	801-1062	4100
Imported Coal	2600	6400
Lignite (NLC)	1123	2625
Lignite (Raj)	611	2625
Lignite (Guj)	465	2625

The cost of coal transportation by Railways has been taken as per the Ministry of Railways Circular for Goods Tariff, the average freight for coal works out to 95 paise per km per ton.

#### Other Fuels

The cost and technical parameters of other fuels considered for power generation are given in Table 11.8.

Table 11.8

COST AND HEAT VALUE OF GAS/ LNG		
Fuel	Cost (Rs./th.cum)	Calorific value (Kcal /cum)
LNG	8,000	9,800
Gas (HBJ)	4,400	9,500
Gas (Reliance)	5,760	9,500
Gas (NER)	3,000	9,500

For inland locations, liquid fuel and imported coal are moved through the rail network defined in the System and the Model works out the delivered cost of the fuel at the plant site depending upon its distance from the import point. The average cost of transportation for liquid fuels as per the Railways is approximately twice the cost of coal transportation.

#### Project Cost

The costs of various types of candidate plants considered in the Studies are given in Table 11.9.

Table 11.9

CAPITAL COST OF TYPICAL GENERATING UNITS		
Project Type	Greenfield Projects (Cost in Rs.Cr /MW)	Expansion Projects (Cost in Rs.Cr /MW)
<b>Hydro</b>		
Run of River	4.5	
Dam Storage	5.0	
Pump Storage	3.5	
<b>Thermal</b>		
Coal	3.5	3.0
Lignite*	4.5	4.0
CCGT	2.62	2.36

\* As per information furnished by NLC

### 11.3 MEDIUM TERM PLANNING- ELEVENTH PLAN (2007-2012)

#### 11.3.1 Capacity Addition

To meet the energy generation requirement of 1038 BU and a peak load of 1, 52,746 MW with diversity and 5% spinning reserve, a capacity addition of about 82,500 MW is required during 11<sup>th</sup> plan, considering 10<sup>th</sup> plan actual capacity addition of 21,180 MW. However, based on the preparedness of the projects, it is envisaged that a capacity of about 78,530 MW is feasible for addition during 11<sup>th</sup> plan period. These projects have been categorized as Projects under construction and Committed Projects and summarized in **Table 11.10**. Details are given at **Appendix -11.1**.

**Table 11.10**

**Figures in MW**

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/ LNG		
Projects Under Construction	13,831	29,967	25,625	1,200	3,142	3,380	47,178
Committed Projects	2,722	28,630	27,280	250	1,100	-	31,352
Total	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530

(The above does not include Merchant Power Plants which might additionally come during 11<sup>th</sup> plan period.)

The sector wise break-up of feasible capacity addition during 11<sup>th</sup> plan is given in **Table 11.11**.

**Table 11.11**

**Figures in MW**

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL (%)
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	9,685	26,764	24,310	1,000	1,454	3,380	39,829 (50.72 %)
STATE	3,605	24,347	23,135	450	762	-	27,952 (35.60 %)
PRIVATE	3,263	7,486	5,460	0	2,026	-	10,749 (13.68 %)
ALL-INDIA	16,553	58,597	52,905	1,450	4,242	3,380	78,530 (100%)

The details of thermal power projects totalling to 58,597 MW (projects under construction and committed) in terms of their location i.e. pithead, load centre and coastal and also in terms of unit sizes is given in **Table 11.12** and **Table 11.13**.



Table 11.12

Figures in MW

DETAILS OF THERMAL POWER PROJECTS- BY TYPE							
REGION	PIT HEAD* COAL	LOAD CENTRE COAL	COASTAL COAL	TOTAL COAL	LIGNITE	GAS/LNG	TOTAL
NORTHERN	2500	9805		12305	625	220	13150
WESTERN	9090	6210	500	15800	325	2211	18336
SOUTHERN	500	4560	3800	8860	500	1001	10361
EASTERN	12120	3070		15190			15190
NORTH EASTERN		750		750		810	1560
ALL-INDIA	24210	24395	4300	52905	1450	4242	58597

\*Pit Head Stations are those stations having their own dedicated coal transportation system (MGR/Rope way) and are independent from Railways for coal movement.

Table 11.13

DETAILS OF THERMAL POWER PROJECTS-BY UNIT SIZE							
REGION	800/600 MW UNITS	500 / 600 MW UNITS	210/250/ 300 MW UNITS	110/125 MW UNITS	TOTAL	GAS/LNG MODULE	TOTAL
NORTHERN		17	14	5	36	1	37
WESTERN	4	16	20	3	43	5	48
SOUTHERN	1	14	6		21	3	24
EASTERN	7	13	16		36		36
NORTH EASTERN			3		3	5	8
ALL-INDIA (NOS.)	12	60	59	8	139	14	153
ALL-INDIA (MW)	8060	30160	15185	950	54355	4242	58597

In addition to above, thermal projects totalling to 11,545 MW have been identified as best effort projects. These projects would normally be commissioned in the beginning of 12<sup>th</sup> Plan but in case of any constraints in taking up of any of the projects included in 11<sup>th</sup> plan, some of these projects would be attempted for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan itself, depending on the preparedness of these projects at appropriate time.

### Decentralised Distributed Generation (DDG) and Renewables

In some of the areas, it is not possible to extend the grid connected supply of electricity. For meeting the demand of such remote areas, it is proposed to set up some power plants based on local energy sources available which may be small hydro, non-conventional sources such as Bio-Mass, Wind, etc and DG sets wherein other sources are not available. During the 11<sup>th</sup> plan period, it is proposed to add about 5,000 MW of capacity under DDG.

The demand side management and energy efficiency measures would further help in bringing down the peak demand. Efforts are also underway to tap surplus power from grid

connected captive power plants. Captive capacity of about 12,000 MW is likely to be commissioned during 11<sup>th</sup> plan period. As regards the creation of spinning reserve of 5%, it may be mentioned that based upon feasible capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, about 5,500 MW (2.8%) spinning reserve is likely to be created in the system by 2011-12.

The ISPLAN model considers operation of the power plants at a particular PLF depending upon the demand to be met such that the cost of delivered power is minimal. Accordingly thermal stations with costly fuel will operate at low PLF i.e. only during period of peak demand and not during off-peak period. As per the model, all the DG based stations operate at low PLF (operation only during Peak-1 period). Some of the gas based stations also operate at low PLF (operation only during Peak-1 and Peak-2 block of LDC).

It can be seen from the profile of capacity addition plan that Central Sector will play a lead role with capacity addition of more than half of the capacity addition target. There has been a good response from states on the need for capacity addition to meet their growing demand and the states with IPPs, have been earmarked the balance capacity for execution. The State owned capacity projected for the 11<sup>th</sup> Plan is 35.6 % of the total plan. The share of State sector in the 10<sup>th</sup> plan capacity addition target was about 27% and the actual capacity addition achieved in State sector was 56% of the target set for the State sector.

Even though the contribution of State Sector has been increased to 27,952 MW compared to the target of 11,157 MW in 10<sup>th</sup> plan, achieving a proportionate increase in State Sector, it may be kept in mind that the state sector target in 10<sup>th</sup> plan was a modest target. Central sector was expected to provide supplementary role in capacity addition, but due to non preparedness of the states to add capacity, central sector has taken a major role. Though the target for state sector has been decided keeping in view the present status of preparedness, efforts have to be made to encourage some more projects in state sector to be included in the 11<sup>th</sup> Plan. Increase of hydro projects may not be possible due to larger gestation period, but some thermal projects could be taken up out of shelf of projects available with CEA (best efforts projects in **Appendix 11.1** as well as shelf of thermal projects for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan, indicated in **Appendix 11.3**). A constant follow up is needed with the states which are expected to face shortage by the end of 11<sup>th</sup> Plan and have to depend heavily on Central Sector or surplus available with other states to meet the demand.

The thermal capacity addition programme comprises 1 unit of 800 MW, 11 units of 660 MW, 60 units of 500/600 MW class, 13 units of 300 MW class, 46 units of 210/250 MW class, 8 units of 110/125 MW class.

#### **11.3.1.1 Projects under Construction**

Projects totalling to 47,178 MW are under construction for likely benefits during 11<sup>th</sup> plan. The type wise, sector wise details are given in **Table 11.14** and **Appendix 11.1**.

---

Table 11.14

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	8565	11644	10190	750	704	3380	23589
STATE	3075	13597	12735	450	412	-	16672
PRIVATE	2191	4726	2700	0	2026	-	6917
ALL-INDIA	13831	29967	25625	1200	3142	3380	47178

### 11.3.1.2 Committed Projects

In addition to projects under construction, a number of projects are under various stages of development for which necessary inputs are being arranged by the implementing agencies. Various clearances required for setting up these projects are being obtained which include environment and forest clearance, land acquisition, cooling water availability, DPR preparation, concurrence of CEA/ State Government (wherever required), financial tie ups/ CCEA clearance from government, fuel linkages etc. Important milestones towards obtaining these clearances are being closely monitored and therefore there is reasonable certainty of these projects materializing during 11<sup>th</sup> plan. Based on present status, it emerges that a total capacity of 31,352 MW could be considered as committed capacity for benefits during 11<sup>th</sup> plan comprising of 2,722 MW hydro and 28,630 MW thermal. The type-wise, sector-wise details are given in Table 11.15 and Appendix 11.1.

Table 11.15

Figures in MW

SECTOR	HYDRO	TOTAL THERMAL	COMMITTED CAPACITY THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
			COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	1120	15120	14120	250	750	0	16240
STATE	530	10750	10400	0	350	-	11280
PRIVATE	1072	2760	2760	0	0	-	3832
ALL-INDIA	2722	28630	27280	250	1100	0	31352

All the hydro projects included under Committed category have been accorded concurrence by CEA/State Government except five number projects totalling to 585 MW viz. Vyasi, 120 MW in Uttaranchal, UBDC III, 75 MW in Punjab, Lower Jurala, 240 MW in Andhra Pradesh, Tangu Romai HEP, 50 MW and Tidong I HEP, 100 MW in Himachal Pradesh.

All efforts have to be made to place orders for these projects during the first year of 11<sup>th</sup> plan itself. CEA shall follow up with the states/agencies to achieve this target.

### 11.3.1.3 Additional Gas Projects

Taking into account the uncertainty in the availability of Gas and prevailing high price of petroleum products, the thermal capacity addition is predominantly coal based and a small

gas based capacity of about 4,200 MW has been included in the 11<sup>th</sup> Plan. These gas based projects are already under execution or gas has been tied up from local sources. However, gas based power plants totalling to 12,980 MW have been identified at various locations in the country and if gas becomes available at reasonable price, these gas based projects may be taken up during later half of 11<sup>th</sup> plan. A list of such additional gas projects has been given at Table 11.16.

Table 11.16

LIST OF ADDITIONAL GAS BASED PROJECTS					
Plant Name	State	Agency	Sector	Capacity (MW)	
Kayamkulam	Kerala	NTPC	C	1950	
Kawas II	Gujarat	NTPC	C	1300	
Gandhar II	Gujarat	NTPC	C	1300	
Pragati II	Delhi	Pragati Power	S	330	
Pragati III (Bawana)	Delhi	Pragati Power	S	1000	
Reliance-Dadri	UP	Reliance Energy	P	5600	
Essar Hazira	Gujarat	Essar Power	P	1500	
<b>Total</b>				<b>12980</b>	

The developers are advised to be in preparedness to take up these projects during the 11<sup>th</sup> plan if gas is available at a reasonable price.

#### 11.3.1.4 Projects with Additional Efforts (Best Effort Projects)

In addition to 78,530 MW capacity addition feasible during 11<sup>th</sup> plan, thermal capacity of 11,545 MW can come up during 11<sup>th</sup> plan with additional efforts. The details are given in Table 11.17 and Appendix 11.1. These projects form part of shelf of 12<sup>th</sup> plan projects. Efforts should be made by the concerned implementing agencies to obtain necessary clearances, coal linkages and placement of order during the first year of the 11<sup>th</sup> plan in respect of these projects.

Table 11.17

THERMAL PROJECTS WITH ADDITIONAL EFFORTS						
SECTION	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLEAR	TOTAL
		COAL	LIGNITE	GAS/LNG		
CENTRAL	4,190	4,190	0	0	0	4,190
STATE	3,300	2,300	1,000	0	-	3,300
PRIVATE	4,055	4,055	0	0	-	4,055
ALL-INDIA	11,545	10,545	1,000	0	0	11,545

(It is understood that EPC contract for a capacity of 1,615 MW viz. Rosa 600 MW and Nagarjuna 1,015 MW has been placed recently)

### 11.3.2 Fuel Requirement

Fuel Requirement during terminal year of 11<sup>th</sup> Plan (2011-12), considering 78,530 MW capacity addition during 11<sup>th</sup> plan and normative PLFs is summarized in Table 11.18. This is based on a thermal capacity addition of 58,597 MW during the 11<sup>th</sup> Plan.

Details regarding coal requirement calculation are given in **Appendix-11.2**. The actual gas supplied to power sector at present is of the order of 36 MMSCMD as against requirement of about 54 MMSCMD during 2006-07. The requirement of Gas at 90% PLF would work out to about 89 MMSCMD during 2011-12.

Table 11.18

FUEL REQUIREMENT ESTIMATED DURING 2011-12	
Fuel	Requirement (2011-12)
Domestic Coal*	550 MT
Lignite	33 MT
Gas/LNG **	89 MMSCMD

\* The total coal availability from domestic sources is expected to be 482 MT per annum by 2011-12. Accordingly, imported coal of the order of 40 MT, equivalent to 68 MT of Indian coal, may have to be organised. This quantity may reduce provided production of domestic coal is increased.

\*\*89 MMSCMD of gas requirement at 90% PLF has been projected in 2011-12. At present, the availability of gas is of the order of 36 MMSCMD and therefore not sufficient to meet the requirement of even existing plants.

### Status of Fuel Linkage

#### Coal

Out of the total likely coal based capacity addition of **52,905 MW**,

- 37,975 MW have been allocated linkage;
- 6,580 MW have been allocated captive coal blocks;
- 4,500 MW linkages are yet to be allocated and 2,500 MW coal blocks to be allocated
- 1,350 MW are likely to be based on imported coal for which formal fuel supply arrangements are yet to be made.
- 24,210 MW capacity is pithead based;
- 24,395 MW is load centre based and
- 4,300 MW coastal power plants.

In the present day scenario, the transmission of electricity from pithead power plants to load centre works out to be a cheaper option compared to load centre power plant at a distance greater than 300 km onwards at current price level of coal and railway transportation tariffs. However, following considerations warrant setting up of load centre thermal power plants as well.

- System stability/Security
- Security of state grid and emergency supplies to various critical systems in the state e.g. Railway, Hospital, Airports etc.
- To take care of emergencies in case of transmission systems failure
- Dispersion of environmental degradation
- Problems of right-of-way in case of construction of new transmission lines

Consequently, in the 11<sup>th</sup> Plan about 46 % coal based capacity is likely to be set up at load centres.

### Gas Scenario

Due to uncertainty in availability of gas and its high price only 4,242 MW gas based projects have been included for benefits during 11<sup>th</sup> Plan. These projects are already under construction or have tied up the gas supply.

At present domestic production of natural gas is around 32-33 BCM. On rough indications in 2007-08, the target of natural gas production by public sector companies of ONGC and OIL limited will be 25.23 BCM which might increase to 26.12 BCM in 2011-12. The likely natural gas production in private sector and through joint ventures is estimated at around 8.60 BCM in 2007-08 which might increase to 23 BCM in 2011-12, if the newly discovered fields get into commercial production on schedule. Therefore, in the terminal year of the 11<sup>th</sup> Plan the Indigenous production of gas would be of the order of 49 BCM per annum.

The India Hydro Carbon forum 2025 estimated that by 2011-12 demand for gas would be 313 MMSCMD (equivalent to 114 BCM p.a). Therefore, it is reasonable to expect that sizeable quantity of Natural Gas would need to be imported to meet the demand in future, either as LNG or through Trans-national pipelines. Going by the progress of present negotiations with the natural gas suppliers (Qatar, Iran, Australia), it is expected that about 54 MMSCMD of natural gas (about 19 BCM p.a.) could become available by 2011-12. However, the investment plans for improvement of LNG infrastructure in future include:

Dahej	:	7.5	MMTPA
Dabhol	:	5.0	MMPTA
Cochin	:	2.5	MMPTA
Hajira	:	2.5	MMPTA

and additional 2.5 MMPTA capacity each for Dahej, Cochin and Hazira.

### Pricing of Gas

- (1) **Gas Pricing in the APM:** Due to dominance of National Oil Companies, namely, ONGC and OIL, the pricing in India has been administered on cost plus basis. The gas price payable to ONGC and OIL for its nomination fields is much below the market price. No further gas will be available under APM mechanism.
- (2) **Pre NELP Contract:** The prices were negotiated between sellers and buyers and generally linked to fuel oil prices.
- (3) **Gas Pricing in NELP:** Contractors including ONGC and OIL have the freedom to sell the gas at market rated prices. Government approval is required in the gas prices formally to be used for evaluation of gas price for calculating the various non-tax dues to the Government.
- (4) **Pricing of LNG:** Pricing of LNG is done at market rates. In future also, the same principle will be made applicable.
- (5) **Status of development of gas discoveries:** The normal processes after a discovery decision on commerciality are submission and approval of development plan of the commercial discovery. The commercialization of discovery is monitored by DGH (Director General, Hydrocarbons) and Ministry of Petroleum and Natural Gas with respect to time frame stipulated in respective PSCs (Production Sharing Contracts).
  - (I) **Reliance (RIL) Fields:** The initial development plan of Dhirubhai 1 and 3 discoveries has been approved by the management committee. The DGH approved original gas in place (OGIP) at 5.5 TCF. The envisaged rate of production is 40 MMSCMD for a 10 year period. The date of availability of indigenous gas has been indicated as June, 2008.
  - (II) **Gujarat State Petroleum Corporation (GSPC) field:** The block is located in Krishna Godavari shallow water offshore. The contractor is yet to submit the appraisal programme for the discovery. No reserve or production can be realistically estimated until the completion of appraisal of discovery.
  - (III) **ONGC:** ONGC is currently developing G1 and G15 discoveries in Central Gujarat basin. The production of gas is expected in March, 2007 and the estimated gas production from the above two fields is about 2.1 MMSCMD for the period of 7 years.

### Hydro Projects:

Out of the total hydro capacity of 16,553 MW included in the 11<sup>th</sup> Plan,

- 13,831 MW are under construction.
- 2,137 MW have been accorded concurrence by CEA/State Government and are awaiting investment decision/work award.
- 585 MW, the DPR is ready and concurrence of CEA/State Government is awaited.

The details of hydro projects in terms of storage/run-of-river (ROR)/pumped storage (PSS) is given in Table 11.19.

Table 11.19

Figures in MW

DETAILS OF HYDRO POWER PROJECTS				
REGION	ROR	STORAGE	PSS	TOTAL
NORTHERN	6449	1320	1000	8769
WESTERN	520	400	250	1170
SOUTHERN	653	564	0	1217
EASTERN	1623	150	900	2673
NORTH EASTERN	40	2684	0	2724
ALL-INDIA	9285	5118	2150	16553

ROR: Run of River; PSS: Pump Storage

#### 11.4 LONG TERM PLANNING - TWELFTH PLAN PERSPECTIVE (2012-2017)

The requirement of Installed capacity and capacity addition during 12<sup>th</sup> Plan period corresponding to sensitivity analysis assuming 8 %, 9 % and 10 % GDP growth rates and elasticity of 0.9 and 0.8 respectively are given in Table 11.20.

Table 11.20

CAPACITY ADDITION REQUIRED DURING 12 <sup>TH</sup> PLAN (2012-17)					
GDP Growth	GDP /Electricity Elasticity	Electricity Generation Required (BU)	Peak Demand (MW)	Installed Capacity (MW)	Capacity Addition Required During 12 <sup>th</sup> PLAN (MW)
8 %	0.8	1,415	2,15,700	2,80,300	70,800
	0.9	1,470	2,24,600	2,917,00	82,200
9 %	0.8	1,470	2,24,600	2,917,00	82,200
	0.9	1,532	2,33,300	3,03,800	94,300
10 %	0.8	1,525	2,32,300	3,02,300	92,800
	0.9	1,597	2,44,000	3,17,000	1,07,500

It would be seen from the above table that under various growth scenarios, the capacity addition required during 12<sup>th</sup> plan would be in the range of 70,000 - 1,07,500 MW, based on normative parameters.

**A capacity addition of 82,200 MW for the 12<sup>th</sup> Plan based on Scenario of 9% GDP growth rate and an elasticity of 0.8% is recommended.**

A shelf of projects totalling to about 1,67,000 MW has been prepared for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan and beyond, out of which a capacity of 82,200 MW (comprising 30,000 MW hydro, 40,000 MW thermal and 11,000– 13,000 MW nuclear) has to be taken up for advance action during 11<sup>th</sup> plan. Shelf of projects identified for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan is given at Appendix 11.3. The projects indicated in Appendix 11.1 as projects with best efforts will also



form part of 12<sup>th</sup> plan shelf of projects. Shelf of projects for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan is summarized in Table 11.21. All the developers are advised to commence preparation for implementation of these projects during 11<sup>th</sup> plan with a view to place orders for at least 70-80 % of the capacity during 11<sup>th</sup> plan itself.

Table 11.21

SHELF OF PROJECTS FOR 12 <sup>TH</sup> PLAN AND BEYOND		
TYPE	Total Shelf of Projects (MW)	Capacity likely in 11 <sup>th</sup> plan with best efforts (MW)
Hydro	40,658	0
Thermal	1,14,018	11,545
Coal	94,185	10,545
Lignite	4,250	1,000
Gas/LNG	15,583	-
Nuclear	12,800	-
Total	1,67,476	11,545

A large capacity of hydro and nuclear plants needs to be taken up during 12<sup>th</sup> plan for energy security of the country and to minimize green house gas emissions caused by thermal generation. In the 11<sup>th</sup> plan only 16,553 MW hydro capacity has been proposed keeping in view the preparedness of the hydro projects. In case of hydro projects, investigation, preparation of DPR and construction of infrastructure facilities takes about two years and project execution may take another five years. In view of large gestation period, survey and investigation, preparation of DPR, providing initial infrastructure, concurrence of CEA/State Government, environmental clearance and LOA for main packages of the projects planned for 12<sup>th</sup> Plan has to be completed well before commencement of the 12<sup>th</sup> Plan. CEA and MoP have to monitor the progress in respect of all the projects to ensure placement of LOA for main equipment during the 11<sup>th</sup> Plan itself. Similarly, a modest target of 3,380 MW has been set up for nuclear capacity during 11<sup>th</sup> Plan. The present programme of Nuclear Power Corporation for 12<sup>th</sup> plan is about 10,800 MW. Another 2,000 MW is being planned by NTPC. However, with opening up of the sector to other players and availability of fuel from international market, we can expect an increase in the target for nuclear power capacity for 12<sup>th</sup> Plan.

Orders for at least 70-80 % of the capacity planned for 12<sup>th</sup> plan should be placed during 11<sup>th</sup> plan itself to ensure commissioning of projects during the 12<sup>th</sup> plan. This should be monitored and coordinated by CEA.

## 11.5 ENVIRONMENTAL ASPECTS

CO<sub>2</sub> emission and fly ash generated based on capacity addition required during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> plan has been calculated. Considering actual capacity addition of 21,180 MW during 10<sup>th</sup> Plan, total CO<sub>2</sub> emission/year at the end of 10<sup>th</sup> plan on a normative basis works out to about 480 Million Tonnes. Additional CO<sub>2</sub> emission/year during 2011-12 i.e. terminal year of 11<sup>th</sup> Plan, on a normative basis on account of tentative thermal capacity addition of 58,597 MW (during 11<sup>th</sup> plan) works out to about 360 Million Tonnes/annum as given

below in Table 11.22, resulting in total CO<sub>2</sub> emission/annum of 840 Million Tonnes during 2011-12.

Table 11.22

ADDITIONAL CO <sub>2</sub> EMISSION/ANNUM (MILLION TONNES) DURING 2011-12			
Fuel		Capacity Addition (MW)	CO <sub>2</sub> emission/annum (Million Tonnes)
Coal		52,905	333.06
Lignite		1,450	9.26
Gas/LNG		4,242	17.21
Total Thermal		58,597	359.53

Fly ash generated per annum at the end of 10<sup>th</sup> plan (2006-07) is expected to be about 98 Million Tonnes on a normative basis. Additional Fly ash generated on a normative basis during 11<sup>th</sup> plan (2007-12) works out to about 82 Million Tonnes/annum during 2011-12, resulting in total fly ash generation of about 180 Million Tonnes in that year.

Additional CO<sub>2</sub> emission/year during 2016-17, on a normative basis on account of tentative thermal capacity addition of 40,000 MW (during 12<sup>th</sup> plan) works out to about 252 Million Tonnes/annum during 2016-17 as given below in Table 11.23, resulting in total CO<sub>2</sub> emission/annum of about 1092 Million Tonnes during 2016-17.

Table 11.23

ADDITIONAL CO <sub>2</sub> EMISSION/ ANNUM (MILLION TONNES) DURING 2016-17			
Fuel		Capacity Addition (MW)	CO <sub>2</sub> emission/annum (Million Tonnes)
Coal		37,000	232.93
Lignite		3,000	19.16
Gas/LNG		0	0
Total Thermal		40,000	252.09

Additional fly ash generated during 12<sup>th</sup> plan (2012-17) on a normative basis works out to about 60 Million Tonnes/annum during 2016-17 resulting in total fly ash generation of about 240 Million Tonnes in that year.

The present utilisation of ash at thermal power plants is about 46 %. This has to be enhanced to 100 % utilisation. All new thermal projects should have dry ash storage system (silos) to facilitate transportation of ash.

## 11.6 DEVELOPMENT OF COASTAL POWER PROJECTS

Keeping in view the constraints in the development of pit head and load centre based stations; it is proposed to give a new thrust for locating power plants at coastal locations in view of the following reasons:

- (i) Easy accessibility of imported coal or blended coal to make up for any shortfall in the availability of domestic coal.
- (ii) It is difficult to build all coal plants near pithead. The alternative location for coal based projects is coastal.
- (iii) It is always better to preserve some of the country's scarce natural resources for future generation.
- (iv) The water requirement for the power plant, which has become scarce, can be taken care of by sea water being used for condenser cooling.

### 11.6.1 Coal Shortage from Indigenous sources

Power plants are already experiencing coal shortages and coal is being imported to meet these shortages. By the end of 11<sup>th</sup> Plan, domestic coal requirement for power utilities is expected to be in range of 550 million tones whereas the projected availability to power sector from domestic sources will be of the order of 482 million tonnes. The gap has to be met by equivalent import of coal. Coastal plant shall be the ideal one to make use of imported coal, may be after blending with Indigenous coal as well as for stations based on Imported LNG. Utilities may invest in coal mines abroad to ensure availability of imported coal at reasonable price.

### 11.6.2 Identification of Coastal Sites

The present installed capacity of coastal plants is about 7,000 MW which is about 8 % of the total installed thermal capacity. New coastal thermal projects totalling to about 4,300 MW, requiring about 18.9 million tones/annum of washed coal have been identified for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan, a list of which is given at Table 11.24.

Table 11.24

PROPOSED COASTAL PROJECTS IN 11 <sup>th</sup> PLAN				
Sl. No.	Name of the Project	State	Capacity (MW)	Coal Requirement Mt/annum (Washed Coal)
1	Sikka TPS - GSECL	Gujarat	500	2.2
2	Ennore TPS - JV of NTPC & TNEB	Tamil Nadu	1000	4.4
3	Tuticorin TPS - JV of NLC & TNEB	Tamil Nadu	1000	4.4
4	Krishnapatnam TPP U1 - APGENCO	Andhra Pradesh	800	3.5
5	Simhadri Ext - NTPC	Andhra Pradesh	1000	4.4
	<b>Total</b>		<b>4300</b>	<b>18.9</b>

Sikka TPP will be based on imported coal. In addition, imported coal based LANCO Nagarjuna, 1,015 MW has been included under best efforts category. CEA organized a meeting of all utilities, of coastal states at Nellore in October, 2005 to give a thrust to setting up of coastal plants. The concerned utilities were requested to furnish the schedule of activities with time frame for setting up the identified coastal projects. They were also requested to complete various studies like CRZ demarcation, seismic study, EIA study, Cyclonic impact, Bathymetric study, coal transportation study etc for the proposed coastal projects and intimate their coal requirement, source of coal, port facilities needed etc.

CEA had awarded a study to M/s National Remote Sensing Agency, Hyderabad for identification of large coastal sites for locating thermal power plants (coal and LNG based) all along east and west coast. NRSA has submitted reports in respect of Gujarat and Maharashtra states. The reports in regard to Tamil Nadu and Andhra Pradesh are likely to be completed soon. Based on the studies already done by NRSA and sites intimated by various state utilities, new coastal sites for locating thermal power plants totaling to 26,778 MW have been identified, list of which is given at **Table 11.25**. These sites along with new sites being identified by NRSA could be developed for benefits during 12<sup>th</sup> Plan and beyond.

Table 11.25

SHELF OF POTENTIAL COASTAL SITES FOR LIKELY BENEFITS DURING 12 <sup>th</sup> PLAN AND BEYOND				
Sl No.	Name of the Project	State	Capacity (MW)	Remarks
1	Krishnapatnam TPP U2 -APGENCO	Andhra Pradesh	800	U1 likely in 11 <sup>th</sup> plan
2	Kayamkulam LNG Based -NTPC	Kerala	1950	
3	Kannur LNG Based -JPP	Kerala	513	
4	LANCO Nagarjuna -LANCO	Karnataka	1015	Included as project with additional efforts during 11 <sup>th</sup> plan
5	Essar Hazira	Gujarat	1500	
6	Ahmedabad/ Bhavnagar	Gujarat	2000	Site identified by M/s NRSA yet to be investigated.
7	Kachchh	Gujarat	2000	--do--
8	Jamnagar/ Junagarh	Gujarat	2000	--do--
9	Chhara (Sarkhadi) TPP	Gujarat	2000	GPCL preparing FR
10	Veera (Kandla) TPP	Gujarat	2000	- do -
11	Nagapatnam TPP	Tamil Nadu	2000	TNEB had done preliminary investigation.
12	Ennore LNG based TPS	Tamil Nadu	3000	-
13	Ratnagiri	Maharashtra	3000	--do--
14	Sindhudurg	Maharashtra	3000	--do--
	<b>Total</b>		<b>26778</b>	

In addition to the above mentioned projects, five Ultra Mega Projects (out of total nine Ultra Mega Projects) are also planned at coastal locations for likely benefits during 12<sup>th</sup> Plan as detailed in Para 11.7.1. These projects are Mundra UMPP in Gujarat, Krishnapatnam UMPP in Andhra Pradesh, Tadri UMPP in Karnataka, Girye UMPP in Maharashtra and UMPP in Tamil Nadu.

### 11.6.3 Coal handling facilities at ports

During the year 2004-05 about 33 million tones of thermal coal was handled at various ports as given in Table 11.26. The corresponding figure from April 06 to October 06 is 18 million tonnes.

Table 11.26

Figures in '000 tonnes

COAL TRAFFIC HANDLED AT MAJOR PORTS						
Port	2003-04		2004-05		2006-07 (April 06- Oct 06)	
	Thermal	Coking	Thermal	Coking	Thermal	Coking
Haldia	3195	4473	3157	5102	1179	3107
Paradip	11013	2224	10941	3267	6467	2374
VPT	2493	6090	2524	6517	1460	4221
Ennore	9277	-	8856	-	4506	-
Chennai	1838	992	1976	1304	1187	808
Tuticorin	5266	-	5374	-	3083	-
Cochin	144	-	210	-	134	-
Mormugao	103	1602	283	2732	104	2121
New Mangalore	-	94	-	315	-	445
Kandla	-	-	-	229	132	77
Total	33329	15475	33321	19486	18252	13153

The dedicated berthing facilities for coal are available at four major ports namely Haldia, Paradip, Ennore and Tuticorin as per details given below in Table 11.27.

Table 11.27

DEDICATED BERTHING FACILITIES FOR COAL HANDLING AT MAJOR PORTS		
Name of Port	Capacity (million tonnes)	Number of Berths
Haldia	7.00 (Loading)	2
Paradip	20.00 (Loading)	2
Ennore	12.00 (Unloading)	2
Tuticorin	5.20 (Unloading)	2

As per details provided by Ministry of Shipping, coal handling facilities are proposed to be augmented at following three ports.

**Tuticorin**

Capacity enhancement from 5.2 million tonnes to 14.92 million tonnes.

**Mormugao**

Coal handling facility for 5 million tonnes is to be installed by M/s South West Port Ltd (ABG Port) on BOOT Basis.

**New Mangalore**

M/s Nagarjuna Power Corporation Ltd has requested for land and water front to construct berth and allied facilities. The proposal is under consideration. M/s Jindal has also shown interest for construction of berth and other facilities for handling of coal.

The coal handling facilities may have to be further augmented as new ports/ captive jetties to be set up to meet the coal requirement for the new thermal power projects identified for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan and beyond.

**11.6.4 Issues to be considered for setting up of coastal projects**

1. Coal linkages for 11<sup>th</sup> Plan projects to be firmed up.
  2. Existing ports will have to augment coal handling facilities
  3. New ports or captive jetties may have to be built.
  4. Railway connectivity from mines to the ports and from ports to the sites wherever necessary will need to be ensured.
  5. For the various sites proposed for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan, the required studies like CRZ Identification, seismic study, EIA study, Cyclonic impact, Bathymetric study, coal transportation study are required to be conducted by various utilities for preparation of DPR.
  6. Requirement of Import of coal is required to be assessed and to be tied up
  7. Utilities may invest in coal mines abroad to ensure availability of imported coal at reasonable price.
  8. Bidders and other auxiliary system need to be designed to handle imported coal as well as washed coal from domestic sources.
-

## 11.7 NEW INITIATIVES

### 11.7.1 Developing Ultra Mega Power Projects at the National Level

Ministry of Power, Government of India in association with Central Electricity Authority and Power Finance Corporation has launched an initiative for development of coal based ultra mega power projects of about 4,000 MW capacity each under tariff based competitive bidding through Shell Companies. The proposed Ultra Mega Power Projects are as follows:-

- (i) Sasan Ultra Mega Power Project in M.P.
- (ii) Mundra Ultra Mega Power Project in Gujarat
- (iii) Krishnapatnam Ultra Mega Power Project in A.P.
- (iv) Akaltara Ultra Mega Power Project in Chhattisgarh
- (v) Tadri Ultra Mega Power Project in Karnataka
- (vi) Girye Ultra Mega Power Project in Maharashtra
- (vii) Orissa Ultra Mega Power Project
- (viii) Jharkhand Ultra Mega Power Project
- (ix) Tamil Nadu Ultra Mega Power Project

Shell companies as wholly owned subsidiaries of the Power Finance Corporation Ltd. have been set up. These companies will undertake initial development works like preparation of feasibility reports, tie up of necessary clearances including water, land, fuel, power selling tie-up etc. prior to award of the Project to the successful bidder and bidding process for the ultra mega power projects. It is proposed to set up pithead projects as integrated proposals with corresponding captive coal mines. For the coastal projects imported coal shall be used.

The Ultra Mega Power Projects are to be developed with a view to result in minimum cost of power to the consumers. Because of higher capacity, the cost of the project would be lower due to economy of scale; these projects would be environmental friendly as supercritical technology is proposed to be adopted to reduce emissions. Further, a time bound action plan for preparation of project report, tie-up of various inputs/clearances, appointment of consultants, preparation of RFQ/RFP is being followed. Once the developer is selected, the ownership of the Shell companies shall be transferred to the successful bidder.

The Shell Companies are in process of development of these UMPPs. The bidding process for Sasan and Mundra Ultra Mega Power Projects has been completed and Letter of Intent (LOI) have been issued to the successful bidders i.e., M/s. Globeleq – Lanco Consortium for Sasan UMPP and M/s. Tata Power Limited for Mundra UMPP on 28.12.2006. Request for Proposal (RFP) bid document for Krishnapatnam Ultra Mega Power Projects has already been issued to the qualified bidders. Developer for Krishnapatnam Ultra Mega Power Project is expected to be selected by April, 2007. Feasibility studies for the Tilaiya Ultra Mega Power Project in Jharkhand have commenced. RFQ for this project has already been issued on 1.2.2007 and LOI is

---

programmed to be issued by July, 2007. Other projects would be taken up for bidding as and when feasibility studies are completed.

#### **11.7.1.1 Merchant Power Plants**

A merchant power plant does not have long term PPA for sale of its power and is generally developed on the balance sheet of developers. Government of India has reserved coal block with reserves of 3.2 Billion Tons of coal for allotment by Screening Committee of Ministry of Coal for merchant and captive plants. About 10,000 – 12,000 MW capacity is expected to be developed through this initiative. This capacity has not been taken into account while working out the capacity required in the 9.5% growth in generation scenario. Capacity addition through this route would further contribute to better economic growth, better reliability of power, more spinning reserve and above all would promote creation of competition in the electricity market.

#### **11.7.2 Coal Bed Methane**

The Directorate General of Hydrocarbons has estimated the country's resource base of Coal Bed Methane (CBM) to be between 1400 BCM (1260 Mtoe) and 2500 BCM (2340 Mtoe). To give impetus to exploration and production, the government has formulated the CBM policy. Based on two rounds of bidding under this policy, contracts have been signed with PSUs/private companies for the exploration and production of CBM in 13 blocks. An additional three blocks have been taken up for development on the basis of nomination. The estimated investment in these blocks is about Rs.560 crore and the likely CBM resources generated is estimated as 850 BCM (765 Mtoe). ONGC maintains that commercial production of CBM from some of these blocks will start in 2007. Thus at the very low current rate of production, the proven gas and CBM reserves, together, can last for some 50 years.

#### **11.7.3 Coal Gasification**

In-situ coal gasification can significantly increase the extractable energy from India's vast in-place coal reserves to tap energy that cannot be extracted economically based on available open cast/underground extraction technologies. ONGC is engaged in trials to establish the feasibility and economics of this technology for Indian coal and lignite in collaboration with Russia. Neyveli Lignite Corporation has tied up with an Australian group to pursue in-situ gasification of lignite. In-situ gasification has many environmental advantages. The problems of overburden removal and ash disposal faced by conventional coal mining and use are eliminated and carbon can be captured from the syn-gas produced and sequestered in the mine or pumped back in oil or gas fields to enhance oil or gas recovery. In-situ coal gasification, with or without carbon sequestration could be eligible for carbon credits. Finally, using this process at abandoned coal mines might provide an economically attractive option for full extraction of energy from in-place reserves. Clearly, the potential for domestic energy supply based on in-situ coal gasification can be large but it has not yet been assessed.

---



## 11.8 CONCLUSION AND RECOMMENDATIONS

### 11.8.1 Medium Term Plan: 11<sup>th</sup> PLAN (2007-12)

The requirement of additional capacity during 11<sup>th</sup> plan, to meet the All-India peak demand of 1,52,746 MW and energy generation requirement of 1038 BU at the end of 11<sup>th</sup> plan (2011-12), works out to about 82,500 MW, based on 10<sup>th</sup> plan actual capacity addition of 21,180 MW. A capacity addition programme of 78,530 MW has been envisaged during 11<sup>th</sup> plan comprising 16,553 MW hydro, 58,597 MW thermal and 3,380 MW nuclear. The thermal capacity addition comprises 52,905 MW coal based plants, 4,242 MW gas/LNG based plants and 1,450 MW lignite based plants. In addition renewable energy sources (MNRE has projected a grid connected renewable capacity addition of 14,000 MW during 11<sup>th</sup> plan) would also contribute towards augmenting the power generation. Demand side management and energy efficiency measures would also help in this direction. Efforts shall also be made to realize benefits from 12<sup>th</sup> plan projects which can be brought with additional efforts during 11<sup>th</sup> plan (Projects indicated as Best Efforts in **Appendix 11.1**). Efforts should be made to tap surplus power from new captive power plants into the grid, which has been estimated to be about 12,000 MW during 11<sup>th</sup> plan. Based on the proposed capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, about 2.8% spinning reserve is likely to be created in the system by 2011-12. Coal requirement during 2011-12 would be about 550 million tones per annum. Additional CO<sub>2</sub> emission during 2011-12 would be about 360 MT/annum. Total Fly ash generated during 2011-12 would be about 180 MT/annum.

### 11.8.2 Long Term Plan: 12<sup>th</sup> PLAN (2012-17)

Under various growth scenarios, the capacity addition required during 12<sup>th</sup> plan would be in the range of 71,000 - 1,07,500 MW, based on normative parameters.

A capacity addition of 82,200 MW is recommended for the 12<sup>th</sup> Plan based on the scenario of 9% GDP growth rate and an elasticity of 0.8%.

During 12<sup>th</sup> plan about 30,000 MW capacity addition is likely to be based on hydro and about 11,000-13,000 MW will be nuclear based. The balance capacity addition of about 40,000 MW will be from thermal projects. Shelf of projects totalling about 1,67,000 MW has been prepared for likely benefits during 12<sup>th</sup> plan and beyond and is given in **Appendix 11.3**.

All necessary inputs for projects need to be tied up well in advance, which may pose very big challenge for power sector as a whole.

Additional CO<sub>2</sub> emission during 2016-17 would be about 252 MT/annum. Total Fly ash generated during 2016-17 would be about 240 MT/annum.

A large capacity of hydro and nuclear plants needs to be taken up during 12<sup>th</sup> plan for energy security of the country and to minimize green house gas emissions caused by

---

thermal generation. In the 11<sup>th</sup> plan only 16,553 MW hydro capacity has been proposed keeping in view the preparedness of the hydro projects. In case of hydro projects, investigation, preparation of DPR and construction of infrastructure facilities takes about two years and project execution may take another five years. In view of large gestation period, survey and investigation, preparation of DPR, providing initial infrastructure, concurrence of CEA/State Government, environmental clearance and LOA for main packages of the projects planned for 12<sup>th</sup> Plan has to be completed well before commencement of the 12<sup>th</sup> Plan. CEA and MoP have to monitor the progress in respect of all the projects to ensure placement of LOA for main equipment during the 11<sup>th</sup> Plan itself. Similarly, a modest target of 3,380 MW has been set up for nuclear capacity during 11<sup>th</sup> Plan. The present programme of Nuclear Power Corporation for 12<sup>th</sup> plan is about 10,800 MW. Another 2,000 MW is being planned by NTPC. However, with opening up of the sector to other players and availability of fuel from international market, we can expect an increase in the target for nuclear power capacity for 12<sup>th</sup> Plan.

### 11.8.3 Implementation of the Recommendations

Out of the total feasible capacity addition of about 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, projects totalling to 47,178 MW are already under construction comprising 13,831 MW hydro, 29,967 MW thermal and 3,380 MW nuclear for which orders have already been placed. Projects totalling to 31,352 MW are under committed category for which various inputs/clearances are being arranged. Orders for these projects are yet to be placed. Efforts have to be made to place orders for these projects during 2007-08 i.e. first year of 11<sup>th</sup> plan.

In addition to above, thermal projects totalling to about 11,545 MW have been put under projects with additional efforts category (best efforts). Efforts should be made to bring some of these projects during 11<sup>th</sup> plan. It is understood that EPC contract in respect of projects totalling to 1,615 MW (Rosa 600 MW and Nagarjuna 1015 MW) under best efforts category has been recently placed.

Implementation of this large capacity would call for augmentation of manufacturing capabilities in the various inputs sectors namely,

- **Main Plant and Equipments**—Augmentation of manufacturing capacity of BHEL, which is the main equipment supplier, from the present level of 4,500 MW to more than 10,000 MW per annum and also necessary arrangements for manufacture of 800 MW class of super critical technology boilers and TG sets. BHEL should also improve their project management to reduce time for implementation of projects.
  - **Fuel Tie Up**—Coal based capacity of about 52,905 MW has been identified for commissioning during 11<sup>th</sup> Plan period and the requirement of coal during 2011-12 has been assessed as 550 Million tons per annum. This will also be a big challenge for the coal companies to meet the demand. As far as thermal power plants based on gas is concerned, during 11<sup>th</sup> Plan a capacity of 4,242 MW has only been considered for
-

benefit because of non availability of sufficient quantity of gas/LNG at affordable prices.

- **Key Inputs** - This would call for augmentation in manufacturing capacities of steel, cement, aluminium and also in the manufacturing capabilities of various associated equipment like, large motors, coal handling plants, water treatment plant, ash handling and ash utilizing facilities, etc.
- **Construction Agencies** – This area also needs large augmentation as at present there is lack of qualified contractors for taking up construction of large hydro and thermal power plants.
- **Funding Arrangements** – Large requirement of capital had to be met. Approximately capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> Plan may require funds to the tune of Rs. 4,10,896 crore for generation projects only.
- **Man Power and Training** – In accordance with the growth in capacity addition, it is essential to recruit and train adequate manpower for erection, commissioning as well as operation of power stations.

\*\*\*\*\*

## Appendix-11.1

**SUMMARY OF CAPACITY ADDITION PROPOSED DURING 11TH PLAN  
(BASED ON 21,180 MW ADDITIONS IN 10th PLAN)**

	DETAILS	HYDRO	TOTAL THERMAL	THERMAL BREAKUP			NUCLE AR	TOTAL
				COAL	LIGNITE	GAS		
	A. PROJECTS UNDER CONSTRUCTION							
A1. Projects slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW)								
CENTRAL	SECTOR	0	2954	2250	0	704	220	3174
STATE	SECTOR	968	3795	3570	75	150	0	4763
PRIVATE	SECTOR	0	1524	250	0	1274	0	1524
ALL-INDIA		968	8273	6070	75	2128	220	9461
A2. Other Projects								
CENTRAL	SECTOR	8565	8690	7940	750	0	3160	20415
STATE	SECTOR	2107	9802	9165	375	262	0	11909
PRIVATE	SECTOR	2191	3202	2450	0	752	0	5393
ALL-INDIA		12863	21694	19555	1125	1014	3160	37717
TOTAL UNDER CONSTRUCTION (10th Plan slipping + Other Projects)								
CENTRAL	SECTOR	8565	11644	10190	750	704	3380	23589
STATE	SECTOR	3075	13597	12735	450	412	0	16672
PRIVATE	SECTOR	2191	4726	2700	0	2026	0	6917
ALL-INDIA		13831	29967	25625	1200	3142	3380	47178
B. COMMITTED PROJECTS (ORDERS YET TO BE PLACED)								
CENTRAL	SECTOR	1120	15120	14120	250	750	0	16240
STATE	SECTOR	530	10750	10400	0	350	0	11280
PRIVATE	SECTOR	1072	2760	2760	0	0	0	3832
ALL-INDIA		2722	28630	27280	250	1100	0	31352
TOTAL FEASIBLE AT PRESENT								
CENTRAL	SECTOR	9685	26764	24310	1000	1454	3380	39829
STATE	SECTOR	3605	24347	23135	450	762	0	27952
PRIVATE	SECTOR	3263	7486	5460	0	2026	0	10749
ALL-INDIA		16553	58597	52905	1450	4242	3380	78530

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN --HYDRO**

Sl. No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SECTOR	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
<b>A.PROJECTS UNDER CONSTRUCTION</b>									
<b>A1-Projects Slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW Program)</b>									
1	MANERI BHALI	N	UKND	UJVNL	S	304	ROR	304	2007-08
2	GHATGHAR PSS	W	MAH	GOMID	S	250	PSS	250	2007-08
3	JURALA PRIYA	S	AP	APGENCO	S	234	STO	39	2007-08
4	BALIMELA ST-II	E	ORS	OHPC	S	150	STO	150	2007-08
5	PURLIA PSS	E	WB	WBSEB	S	900	PSS	225	2007-08
	<b>TOTAL (SLIPPING )</b>							<b>968</b>	
<b>A2-Other Projects</b>									
1	PARBATI - II	N	HP	NHPC	C	800	ROR	800	2009-10
2	CHAMERA-III	N	HP	NHPC	C	231	ROR	231	2010-11
3	PARBATI - III	N	HP	NHPC	C	520	ROR	520	2010-11
4	SEWA-II	N	J&K	NHPC	C	120	ROR	120	2008-09
5	URI-II	N	J&K	NHPC	C	240	ROR	240	2009-10
6	OMKARESHWAR	W	MP	NHDC	C	520	ROR	520	2007-08
7	TEESTA V	E	SIK	NHPC	C	510	ROR	510	2007-08
8	TEESTA LOW DAM-III	E	WB	NHPC	C	132	ROR	132	2008-09
9	TEESTA LOW DAM-IV	E	WB	NHPC	C	160	ROR	160	2009-10
10	SUBANSIRI LOWER	N-E	AR.PR.	NHPC	C	2000	STO	2000	2011-12
11	KOTESHWAR	N	UKND	THDC	C	400	STO	400	2009-10
12	RAMPUR	N	HP	SJVNL	C	412	ROR	412	2011-12
13	KAMENG	N-E	AR.PR.	NEEPCO	C	600	STO	600	2009-10
14	KOL DAM	N	HP	NTPC	C	800	STO	800	2008-10
15	LOHARI NAGPALA	N	UKND	NTPC	C	600	ROR	600	2011-12
16	TAPOVAN VISHNUGARH	N	UKND	NTPC	C	520	ROR	520	2011-12
17	UHL - III	N	HP	HPJVNL	S	100	ROR	100	2009-10
18	BAGLIHAR-I	N	J&K	JKPDC	S	450	ROR	450	2007-08
19	JURALA PRIYADARSHNI	S	AP	APGENCO	S	234	STO	195	2007-09
20	NAGARJUNA SAGAR TR	S	AP	APGENCO	S	50	STO	50	2009-10
21	VARAHI EXT	S	KAR	KPCL	S	230	ROR	230	2008-09
22	ATHIRAPALLI	S	KERL	KSEB	S	163	ROR	163	2010-11
23	KUTIYADI EXT	S	KERL	KSEB	S	100	ROR	100	2008-09
24	BHAWANI BARRAGE II & III	S	TN	TNEB	S	60	ROR	60	2009-10
25	PURLIA PSS	E	WB	WBSEB	S	900	PSS	675	2007-08

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; ROR : Run of River; STO: Storage; PSS: Pumped Storage

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN -H**

Sl.No.	PLANT NAME	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	CONCURRENCE OF CEA/ STATE GOVT.	CCEA/ FINANCIAL CLOSURE	LOA DATE/CIVIL CONTRACT
<b>A.PROJECTS UNDER CONSTRUCTION</b>									
	<b>A1-Projects Slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW Program)</b>								
1	MANERI BHALI	304					JAN, 81	DDNE	JULY, 02
2	GHATGHAR PSS	250					AUG, 92	DONE	MAY, 02
3	JURALA PRIYA	39					JULY, 02	DONE	SEP, 03
4	BALIMELA ST-II	150					JAN, 01	DONE	OCT, 03
5	PURLIA PSS	225					MAY, 93	DONE	JUNE, 01
	TOTAL (SLIPPING)	968							
	<b>A2-Other Projects</b>								
1	PARBATI - II			800			OCT, 99	SEP,02	SEP, 02
2	CHAMERA-III				231		OCT,03	AUG, 05	SEP, 05
3	PARBATI - III				520		NOV,03	OCT,05	SEP, 05
4	SEWA-II		120				OCT, 02	SEP, 03	SEP, 03
5	URI-II			240			FEB, 04	AUG,05	SEP, 05
6	OMKARESHWAR	520					JAN, 94	APR,03	JUNE, 03
7	TEESTA V	510					DONE	DONE	DONE
8	TEESTA LDW DAM-III		132				DONE	OCT,03	OCT,03
9	TEESTA LOW DAM-IV			160			DEC,03	SEP,05	DEC, 05
10	SUBANSIRI LOWER					2000	JAN, 03	JUNE,03	DEC,03
11	KOTESHWAR			400			AUG,99	APR, 00	AUG,02
12	RAMPUR					412	DEC, 05	JAN,07	FEB, 07
13	KAMENG			600			APR,91	DEC, 04	DEC,04
14	KOL DAM		200	600			JUNE, 02	OCT, 02	JUNE, 03
15	LOHARI NAGPALA					600	AUG, 04	JULY,06	JULY,06
16	TAPOVAN VISINUGARH					520	AUG, 04	DEC,06	DEC,06
17	UHL - III			100			SEP, 02	FEB,03	SEP,05
18	BAGLIHAR-I	450					DONE	DONE	DONE
19	JURALA PRIYADARSHNI	78	117				JULY, 02	JULY, 02	APR, 04
20	NAGARJUNA SAGAR TR			50			NOV,94	DONE	MAY, 05
21	VARAHI EXT		230				DONE	DONE	NOV, 05
22	ATHIRAPALLI				163		MAR, 05	DONE	MAY,05/ DEC,06
23	KUTIYADI EXT.		100				DONE	DONE	AWARDED
24	BHAWANI BARRAGE II & III			60			JUNE,99	MAR, 02	AWARDED
25	PURLIA PSS	675					MAY, 93	DONE	JUNE, 01

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; ROR : Run of River; STO: Storage; PSS: Pumped

## Appendix-11.1 (Contd.)

## LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN—HYDRO

Sl. No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SECTOR	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
26	MYNTDU SI-I	N-E	MEGH	MeSEB	S	84	STO	84	2008-09
27	BUDHIL	N	HP	LANCO IPP	P	70	ROR	70	2009-10
28	ALLAIN DUHANGAN	N	HP	RSWML	P	192	ROR	192	2008-09
29	MALANA II	N	HP	EVREST PC	P	100	ROR	100	2009-10
30	KARCHAM WANGTOO	N	HP	JPKHCL	P	1000	ROR	1000	2011-12
31	SRINAGAR	N	UKND	GVK	P	330	ROR	330	2011-12
32	MAHESHWAR	W	MP	IPP	P	400	STO	400	2010-11
33	CHUJACHEN	E	SIK	GATI	P	99	ROR	99	2009-10
	TOTAL ( OTHER PROJECTS)					13127		12863	
	TOTAL ( UNDER CONSTRUCTION)							13831	
B.PROJECTS WHERE LOA IS YET TO BE PLACED									
1	TEHRI PSS	N	UKND	THDC	C	1000	PSS	1000	2010-12
2	VYASI	N	UKND	NHPC	C	120	STO	120	2011-12
3	SAWARA KUDDU	N	HP	PVC	S	110	ROR	110	2010-11
4	PALLIVASAL	S	KERL	KSEB	S	60	ROR	60	2010-11
5	MANKULAM	S	KERL	KSEB	S	40	STO	40	2010-11
6	THOTTIAR	S	KERL	KSEB	S	40	ROR	40	2010-11
7	LOWER JURALA	S	AP	APGENCO	S	240	STO	240	2011-12
8	NEW UMTRU	N-E	MEGH	MeSEB	S	40	ROR	40	2010-11
9	LAMBADUG	N	HP	IPP	P	25	ROR	25	2010-11
10	SORANG	N	HP	SORAND PC	P	100	ROR	100	2011-12
11	TIDONG-I	N	HP	PCP/IPP	P	100	ROR	100	2010-11
12	TANGU ROMAI	N	HP	PCP/IPP	P	50	ROR	50	2010-11
13	UBDC- III	N	PUN	MALANA POWER CO	P	75	ROR	75	2009-10
14	SADAMANDER	E	SIK	GATI	P	71	ROR	71	2009-10
15	BHASMEY	E	SIK	GATI	P	51	ROR	51	2010-11
16	TEESTA III	E	SIK	TEESTA URJA	P	1200	ROR	600	2011-12
	TOTAL ( COMMITTED)					3322		2722	
	TOTAL FEASIBLE HYDRO PROJECTS							16553	
C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; ROR : Run of River; STO: Storage; PSS: Pumped Storage									

## Appendix-11.1 (Contd.)

## LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN –HYDRO

Sl.No.	PLANT NAME	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	CONCURRENCE OF CEA/ STATE GOVT.	CCEA/ FINANCIAL CLOSURE	LOA DATE/CIVIL CONTRACT	AGENCY
26	MYNTDU St-I		84				SEP,99	JUNE,03	MAR,04	VA TECH
27	BUDHIL			70			DONE	DONE	AWARDED	DONGFANG CHINA
28	ALLAIN DUHANGAN		192				AUG, 02	AUG, 02	NOV, 05	BHEL
29	MALANA II			100			OCT, 04	JAN, 06	JAN, 06	DONGFANG HONGKONG & AVIERA INDIA
30	KARCHAM WANGTOO					1000	MAR, 03	MAR, 03	AWARDED	
31	SRINAGAR					330	JULY, 04	APR,07	JUNE, 07	
32	MAHESHWAR				400		JUNE, 96	DEC, 96	AWARDED	
33	CHUJACHEN			99			DONE	DONE	AWARDED	ALSTOM
	TOTAL ( OTHER PROJECTS)	2233	1175	3279	1314	4862				
	TOTAL ( UNDER CONSTRUCTION)	3201	1175	3279	1314	4862				
<b>B. PROJECTS WHERE LOA IS YET TO BE PLACED</b>										
1	TEHRI PSS				500	500	SEPT,88	JULY, 06	OCT, 07	
2	VYAS					120	MAY,07	AUG,07	AUG,07	
3	SAWARA KUDDU				110		DONE	DONE	JUNE, 07	
4	PALLIVASAL				80		DONE	APR,07	JUNE, 07	
5	MANKULAM				40		DONE	APR,07	JUNE, 07	
6	THOTTIAR				40		DONE	APR,07	JUNE, 07	
7	LOWER JURALA					240	APR,07	JUNE,07	SEP, 07	
8	NEW UMTRU				40		DONE	DONE	JUNE,07	
9	LAMBADUG				25		DONE	APR,07	APR,07	
10	SORANG					100	JUNE, 06	APR,07	APR,07	
11	TIDONG-I				100		APR,07	JUNE,07	SEP, 07	
12	TANGU ROMAI				50		APR,07	JUNE,07	SEP, 07	
13	UBDC- III			75			APR,07	JUNE,07	JUNE,07	
14	SADAMANDER			71			JUNE,05	MAY,07	JULY, 07	
15	BHASMEY				51		DONE	JUNE, 07	SEP, 07	
16	TEESTA III					600	DONE	APR,07	APR,07	
	TOTAL ( COMMITTED)	0	0	146	1016	1560				
	TOTAL FEASIBLE HYDRO	3201	1175	3425	2330	6422				
<b>C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; ROR : Run of River; STD: Storage; PSS: Pumped Storage</b>										
<b>SUMMARY</b>										
STATUS		2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	TOTAL			
UNDER CONSTRUCTION										
SLIPPING FROM 10TH PLAN		968	0	0	0	0	968			
OTHER PROJECTS		2233	1175	3279	1314	4862	12863			
TOTAL UNDER CONSTRUCTION		3201	1175	3279	1314	4862	13831			
COMMITTED (LOA TO BE PLACED)		0	0	146	1016	1560	2722			
TOTAL HYDRO		3201	1175	3425	2330	6422	16553			



Appendix-11

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN - THERMAL**

Sl.No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SECTOR	UNIT SIZE GROUP	NO OF UNITS	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS IN 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
<b>A. PROJECTS UNDER CONSTRUCTION</b>											
<b>A1-Projects Slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW Program)</b>											
1	SIPAT-II U 4,5	W	CHG	NTPC	C	500	2	1000	PH	1000	2007-08
2	KAHALGAON II U6,7	E	BIH	NTPC	C	500	2	1000	PH	1000	2007-08
3	RATNAGIRI (DHABOL) JV	W	MAH	NTPC	C		1	704	GAS/LNG	704	2007-08
4	MEJIA U-6	E	WB	DVC	C	210/250	1	250	PH	250	2007-08
5	DHOLPUR	N	RAJ	RRVUNL	S	110		330	GAS/LNG	110	2007-08
6	GH TPP-II	N	PUN	PSEB	S	210/250	2	500	LC	500	2007-08
7	KORBA EAST EXT U2	W	CHG	CSEB	S	210/250	1	250	PH	250	2007-08
8	BIRSINGHPUR EXT	W	MP	MPPGCL	S	500	1	500	PH	500	2007-08
9	KUTCH LIGNITE TPS	W	GUJ	GSECL	S	110/125	1	75	PH-LIG	75	2007-08
10	DHUVAN	W	GUJ	GSECL	S			106.6	GAS/LNG	40	2007-08
11	PARAS EXT	W	MAH	MSPGCL	S	250	1	250	LC	250	2007-08
12	RAYALSEEMA U4	S	AP	APGENCO	S	210/250	1	210	LC	210	2007-08
13	BELLARY	S	KAR	KPCL	S	500	1	500	LC	500	2007-08
14	SAGARBIGHI U 1,2	E	WB	WBPDCL	S	300	2	300	LC	600	2007-08
15	SANTALDIH U5	E	WB	WBPDCL	S	210/250	1	250	LC	250	2007-08
16	BAKRESHWAR U 4	E	WB	WBPDCL	S	210/250	1	210	LC	210	2007-08
17	DURGAPUR EXT U7	E	WB	DPL	S	300	1	300	LC	300	2007-08
18	SUGEN TORRENT	W	GUJ	TORRENT	P		1	1128	GAS/LNG	365	2007-08
19	RAIGARH TPP-I	W	CHG	JIN. POWER	P	210/250	1	250	PH	250	2007-08
20	KONASEEMA	S	AP	OAKWELL	P		1	445	GAS/LNG	445	2007-08
21	GAUTAMI	S	AP	GAUTAMI PO	P		1	464	GAS/LNG	464	2007-08
	<b>TOTAL (SLIPPING)</b>						<b>23</b>			<b>8273</b>	
<b>A2-Other Projects</b>											
1	DADRI EXT(U-5)	N	UP	NTPC	C	500	1	490	LC	490	2009-10
2	DADRI EXT(U-6)	N	UP	NTPC	C	500	1	490	LC	490	2009-10
3	SIPAT I	W	CHG	NTPC	C	660/800	3	1980	PH	1980	2007-09
4	BHILAI JV	W	CHG	NTPC	C	210/250	2	500	PH	500	2007-08
5	KORBA III	W	CHG	NTPC	C	500	1	500	PH	500	2009-10
6	BARH-I	E	BIH	NTPC	C	660/800	3	1980	PH	1980	2009-11
7	FARAKKA STAGE-III	E	WB	NTPC	C	900	1	500	PH	500	2009-10
8	CHANDRAPUR	E	JHAR	DVC	C	210/250	2	500	PH	500	2007-08
9	MEJIA PH II (DELHI)	E	WB	DVC	C	500	2	1000	PH	1000	2009-11
10	BARSINGAR LIG	N	RAJ	NLC	C	110/125	2	250	PH-LIG	250	2008-09
11	NEYVELI - II LIG	S	TN	NLC	C	210/250	2	300	PH-LIG	500	2008-10
12	YAMUNA NAGAR	N	HAR	HPGCL	S	300	2	600	LC	600	2007-08
13	HISSAR TPS	N	HAR	HPGCL	S	900	2	1200	LC	1200	2009-10
14	GIRAL U-2	N	RAJ	RRVUNL	S	110/125	1	125	PH-LIG	125	2008-09
15	CHABRA TPS	N	RAJ	RRVUNL	S	210/250	2	500	LC	500	2008-09

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN -THERMAL**

Sl.No	PLANT NAME	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	COAL LINKAGE STATUS	MINE/ COAL COMPAN Y	LIKELY LOA DATE (E&M EQPT)	AGENCY
<b>A.PROJECTS UNDER CONSTRUCTION</b>										
<b>A1-Projects Slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW Program)</b>										
1	SIPAT-II U 4,5	1000					LINKAGE	SECL	DEC, 03	BHEL
2	KAHALGAON II U6,7	1000					LINKAGE	ECL	JUL, 03/MAR 04	BHEL
3	RATNAGIRI (DABHOL) JV	704							MAY, 99	GE
4	MEJIA U-6	250					LINKAGE	BCCL	JUNE, 04	BHEL
5	DHOLPUR	110							JUNE, 04	BHEL
6	GH TPP-II	500					BLOCK		MAR, 04	BHEL
7	KORBA EAST EXT U2	250					LINKAGE	SECL	AUG, 03	BHEL
8	BIRSINGHPUR EXT	500					LINKAGE	SECL	MAR, 03	BHEL
9	KUTCH LIGNITE TPS	75					LIGNITE		JAN, 04	BHEL
10	DHUVRAN	40							OCT, 01	BHEL
11	PARAS EXT	250					LINKAGE	WCL	MAY, 04	BHEL
12	RAYALSEEMA U4	210					LINKAGE	SECL	DEC, 03	BHEL
13	BELLARY	500					LINKAGE	MCL	NOV, 03	BHEL
14	SAGARDIGHI U 1,2	600					LINKAGE	ECL	JULY, 04	DONGFANG CHINA
15	SANTALDIH U5	250					LINKAGE	MCL	JULY, 04	BHEL
16	BAKRESHWAR U 4	210					LINKAGE	ECL	NOV, 04	BHEL, ITOCHU JAPAN
17	DURGAPUR EXT U 7	300					LINKAGE	MCL	JULY, 04	DONGFANG CHINA
18	SUGEN TORRENT	365							JUNE, 05	SIEMENS
19	RAIGARH TPP-I	250					BLOCK		JUNE, 04	BHEL
20	KONASEEMA	445							MAR, 01	L&T
21	GAUTAMI	464							SEP, 03	ALSTOM
	<b>TOTAL (SLIPPING)</b>	<b>8273</b>								
<b>A2-Other Projects</b>										
1	DADRI EXT(U-5)			490			LINKAGE	CCL	JULY, 06	BHEL
2	DADRI EXT(U-6)			490			LINKAGE	CCL	DEC, 06	BHEL
3	SIPAT I	660	1320				LINKAGE	SECL	APR, 04	DOOSAN KOREA+POWER MACHINES RUSSIA
4	BHILAI JV	500					LINKAGE	SECL	MAR, 05	BHEL
5	KORBA III			500			BLOCK		MAR, 06	BHEL
6	BARH-I			1320	660		LINKAGE	CCL	MAR, 05	TECHNOPROM RUSSIA
7	FARAKKA STAGE-II			500			LINKAGE	ECL	OCT, 06	BHEL
8	CHANORAPUR	500					LINKAGE	BCCL	JUNE, 04	BHEL
9	MEJIA PH II (DELHI)			500	500		BLOCK		DEC, 06	BHEL
10	BARSINGAR LIG		250				LIGNITE		DEC, 05	BHEL
11	NEYVELI - II LIG		250	250			LIGNITE		AUG, 05	BHEL
12	YAMUNA NAGAR	600					LINKAGE	CCL	AUG, 05	REL (Main eqpt by CHINA)
13	HISSAR TPS			1200			LINKAGE	MCL	JAN, 07	RELIANCE
14	GIRAL U-2		125				LIGNITE		NOV, 05	BHEL
15	CHABRA TPS		500				LINKAGE	SECL	MAR, 06	BHEL

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: PH Head; PH-LIG: Lignite based

### LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN –THERMAL

Sl.No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SECTOR	UNIT SIZE GROUP	NO OF UNITS	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS IN 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
16	KOTA U7	N	RAJ	RRVUNL	S	210/250	1	195	LC	195	2008-09
17	SURATGARH EXT	N	RAJ	RRVUNL	S	210/250	1	250	LC	250	2008-09
18	DHOLPUR	N	RAJ	RRVUNL	S	110	1	330	GAS/LNG	110	2007-08
19	PARICHHA EXT	N	UP	UPRVUNL	S	210/250	2	500	LC	500	2009-10
20	HARDUAGANJ	N	UP	UPRVUNL	S	210/250	2	500	LC	500	2009-10
21	SURAT LIGNITE EXT	W	GUJ	GIPCL	S	110/125	2	250	PH-LIG	250	2008-09
22	SIKKA EXT	W	GUJ	GSECL	S	210/250	2	500	COASTAL	500	2010-11
23	AMARKANTAK	W	MP	MPGENCO	S	210/250	1	210	LC	210	2007-08
24	PARLI EXT U-2	W	MAH	MAHA GEN	S	210/250	1	250	LC	250	2008-09
25	PARAS EXT U-2	W	MAH	MAHA GEN	S	210/250	1	250	LC	250	2008-09
26	KHAPER KHEDA EX	W	MAH	MAHA GEN	S	500	1	500	LC	500	2009-10
27	BHUSAWAL	W	MAH	MAHA GEN	S	500	2	1000	LC	1000	2010-11
28	KAKTIYA	S	AP	APGENCO	S	500	1	500	LC	500	2009-10
29	VIJAYWADA TPP	S	AP	APGENCO	S	500	1	500	LC	500	2008-09
30	KOTHAGUDEM ST-V	S	AP	APGENCO	S	500	1	500	PH	500	2009-10
31	BELLARY TPS U-2	S	KAR	KPCL	S	500	1	500	LC	500	2010-11
32	RAICHUR U 8	S	KAR	KPCL	S	210/250	1	250	LC	250	2009-10
33	VALATHUR EXT	S	TN	TNEB	S		1	92	GAS/LNG	92	2007-08
34	BAKRESHWAR U-5	E	WB	WBPDCL	S	210/250	1	210	LC	210	2007-08
35	SANTHALDIH EXT (U 6)	E	WB	WBPDCL	S	210/250	1	250	LC	250	2009-10
36	LAKWA WH	N-E	ASM	ASGENCO	S		1	37.2	GAS/LNG	37.2	2008-09
37	DIMAPUR DG	N-E	NAGA	ELECT.DEPT.	S		1	23	GAS/LNG	23	2009-10
38	RAIGARH PH II	W	CHG	JIN. POWER	P	210/250	3	750	PH	750	2007-08
39	PATHADI (LANCO) U1	W	CHG	LANCO-IPP	P	300	1	300	PH	300	2008-09
40	PATHADI (LANCO) U2	W	CHG	LANCO-IPP	P	300	1	300	PH	300	2009-10
41	SUGEN TORRENT	W	GUJ	TORRENT	P	376	3	1128	GAS/LNG	752	2007-08
42	TROMBAY TPS	W	MAH	TATAPOWER	P	210/250	1	250	LC	250	2008-09
43	TORANGALLU	S	KAR	JINDAL	P	300	2	600	LC	600	2009-10
44	BUDGE-BUDGE EXT	E	WB	CESC	P	210/250	1	250	LC	250	2009-10
	TOTAL (OTHER PROJECTS)						66			21694	
	TOTAL (UNDER CONSTRUCTION)						89			29967	
B-PROJECTS WHERE LOA IS YET TO BE PLACED											
1	BADARPUR-X	N	DEL	NTPC	C	500	2	980	LC	980	2010-11
2	JHAJJAR	N	HAR	NTPC	C	500	3	1500	LC	1500	2010-12
3	MAUDA	W	MAH	NTPC	C	500	2	1000	PH	1000	2011-12
4	SIMHADRI-EXT	S	AP	NTPC	C	500	2	1000	COASTAL	1000	2010-11
5	ENNORE-JV	S	TN	NTPC	C	500	2	1000	COASTAL	1000	2010-11
6	BARH II	E	BIH	NTPC	C	660/800	2	1320	PH	1320	2011-12
C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based											

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN --THERMAL**

B-PROJECTS WHERE LOA IS YET TO BE PLACED	
1	1
2	2
3	3
4	4
5	5
6	6
7	7
8	8
9	9
10	10
11	11
12	12
13	13
14	14
15	15
16	16
17	17
18	18
19	19
20	20
21	21
22	22
23	23
24	24
25	25
26	26
27	27
28	28
29	29
30	30
31	31
32	32
33	33
34	34
35	35
36	36
37	37
38	38
39	39
40	40
41	41
42	42
43	43
44	44
45	45
46	46
47	47
48	48
49	49
50	50
51	51
52	52
53	53
54	54
55	55
56	56
57	57
58	58
59	59
60	60
61	61
62	62
63	63
64	64
65	65
66	66
67	67
68	68
69	69
70	70
71	71
72	72
73	73
74	74
75	75
76	76
77	77
78	78
79	79
80	80
81	81
82	82
83	83
84	84
85	85
86	86
87	87
88	88
89	89
90	90
91	91
92	92
93	93
94	94
95	95
96	96
97	97
98	98
99	99
100	100

1	BADARPUR-X				980		LINKAGE	MCL	JULY, 07	
2	JHAJJAR				1000	500	LINKAGE	MCL	JUNE, 07	
3	MAUDA					1000	LINKAGE	MCL	DEC, 07	
4	SIMHADRI-EXT				1000		LINKAGE	MCL	APR, 07	
5	ENNORE-JV				1000		LINKAGE	MCL	JUNE, 07	
6	BARH II					1320	BLOCK		MAY, 07	

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based

## Appendix-11.1 (Contd.)

## LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN –THERMAL

Sl.No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SE CT OR	UNIT SIZE GROUP	NO OF UNITS	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS IN 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
7	NABINAGAR	E	BIH	NTPC	C	210/250	3	1000	PH	750	2010-12
8	NORTH K PURA	E	JHAR	NTPC	C	660/800	2	1320	PH	1320	2011-12
9	BONGAIGAON	N-E	ASM	NTPC	C	210/250	3	750	LC	750	2010-12
10	BOKARO EXP	E	JHAR	DVC	C	210/250	2	500	PH	500	2010-11
11	KODERMA U1&2	E	JHAR	DVC	C	500	2	1000	PH	1000	2010-11
12	DURGAPUR STEEL	E	WB	DVC	C	500	2	1000	PH	1000	2010-12
13	MAITHAN RBC	E	JHAR	DVC	C	500	2	1000	PH	1000	2010-12
14	BARSINGSAR EXT	N	RAJ	NLC	C	110/125	2	250	PH-LIG	250	2010-11
15	TUTICORIN JV	S	TN	NLC	C	500	2	1000	COASTAL	1000	2010-12
16	TRIPURA GAS ILFS	N-E	TRI	ONGC	C		3	750	GAS/LNG	750	2009-10
17	TALWANDI SABO	N	PUN	PSEB	S	500	1	1500	LC	500	2011-12
18	KALISINDH TPS	N	RAJ	RRVUNL	S	500	1	1000	LC	500	2011-12
19	ANPARA-D	N	UP	UPRVUNL	S	500	2	1000	PH	1000	2011-12
20	OBRA REP	N	UP	UPRVUNL	S	500	1	1000	PH	500	2011-12
21	KORBA WEST EXT	W	CHG	CSEB	S	300	2	600	PH	600	2009-10
22	UTRAN	W	GUJ	GSECL	S		3	350	GAS/LNG	350	2008-09
23	UKAI EXT	W	GUJ	GSECL	S	210/250	2	500	LC	500	2011-12
24	KORADI REP& OTHERS	W	MAH	MAHA GEN	S	500	1	585	LC	500	2010-11
25	KORADI EXT	W	MAH	MAHA GEN	S	500	2	1000	LC	1000	2011-12
26	CHANDRAPUR	W	MAH	MAHA GEN	S	500	1	500	PH	500	2010-11
27	MALWA	W	MP	MPGENCO	S	500	2	1000	LC	1000	2011-12
28	SATPURA EXT	W	MP	MPGENCO	S	500	1	500	LC	500	2011-12
29	KRISHNAPATNAM	S	AP	APGENCO	S	660/800	1	1600	COASTAL	800	2011-12
30	KAKATIYA EXT	S	AP	APGENCO	S	500	1	500	LC	500	2011-12
31	NORTH CHENNAI EXT	S	TN	TNEB	S	500	1	500	LC	500	2010-11
32	METTUR EXT	S	TN	TNEB	S	500	1	500	LC	500	2010-11
33	SAGARDIGHI EXT	E	WB	WBPDC	S	500	2	1000	LC	1000	2010-12
34	GOINDWAL SAHIB	N	PUN	GVK	P	300	2	600	LC	600	2011-12
35	ANPARA-C	N	UP	LANCO	P	500	2	1000	PH	1000	2010-12
36	BARA	N	UP	IPP	P	500	1	1000	LC	500	2011-12
37	ULTRA MEGA SASAN	W	MP	LANCO	P	660/800	1	3960	PH	660	2011-12
	TOTAL ( COMMITTED)						67			28630	
	TOTAL FEASIBLE THERMAL PROJECTS						156			58597	

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based; COASTAL : Coastal Stations

## Appendix-11.1 (Contd.)

## LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN --THERMAL

Sl.No.	PLANT NAME	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	COAL LINKAGE STATUS	MINE/ COAL COMPANY	LIKELY LOA DATE (E&M EQPT)	AGENCY
7	NABINAGAR				250	500	LINKAGE	CCL	JAN,08	
8	NORTH K PURA					1320	LINKAGE	CCL	OCT,07	
9	BONGAIGAON				500	250	LINKAGE	NEC & ECL	AUG,07	
10	BOKARO EXP				500		LINKAGE	CCL	JUNE,07	
11	KODERMA U1&2				1000		LINKAGE	MCL	MAY,07	
12	DURGAPUR STEEL				500	500	LINKAGE	ECL	AUG,07	
13	MAITHAN RBC				500	500	LINKAGE	BCCL	MAY,07	
14	BARSINGSAR EXT				250		LIGNITE		JULY,08	
15	TUTICORIN JV				500	500	LINKAGE	MCL	DEC,07	
16	TRIPURA GAS ILFS			750					JUNE,07	
17	TALWANDI SABO					500	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
18	KALISINDH TPS					500	BLOCK REQUIRED		JAN,08	
19	ANPARA-D					1000	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
20	OBRA REP					500	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
21	KORBA WEST EXT			600			LINKAGE	SECL	APR,07	
22	UTRAN		350						APR,07	
23	UKAI EXT					500	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
24	KORADI REP& OTHERS				500		LINKAGE		JUNE,07	
25	KORADI EXT					1000	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
26	CHANDRAPUR				500		BLOCK		JUNE,07	
27	MALWA					1000	LINKAGE	SECL	JUNE,07	
28	SATPURA EXT					500	LINKAGE REQUIRED		JAN,08	
29	KRISHNAPATNAM					800	LINKAGE	MCL	DEC,07	
30	KAKATIYA EXT					500	BLOCK		JAN,08	
31	NORTH CHENNAI EXT				500		LINKAGE	MCL	AUG,07	
32	METTUR EXT				500		LINKAGE	MCL	AUG,07	
33	SAGARDIGHI EXT				500	500	BLOCK REQUIRED		DEC,07	
34	GOINDWAL SAHIB					600	BLOCK		JAN,08	
35	ANPARA-C				500	500	LINKAGE	NCL	NOV,07	
36	BARA					500	BLOCK REQUIRED		JAN,08	
37	ULTRA MEGA SASAN					660	BLOCK		JAN,08	
	TOTAL (COMMITTED)	0	350	1350	10980	15950				
	TOTAL FEASIBLE THERMAL PROJECTS	12657	5077	10773	14140	15950				

C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based; COASTAL : Coastal Stations

## Appendix 11.1 (contd)

## LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN --THERMAL

Sl.No.	PLANT NAME	REGION	STATE	AGENCY	SEC TOR	UNIT SIZE GROUP	NO OF UNITS	ULTIMATE CAPACITY (MW)	TYPE	BENEFITS 11TH PLAN (2007-12)	LIKELY YEAR OF BENEFIT
C.BEST EFFORT PROJECTS											
1	RIHAND-X	N	UP	NTPC	C	500	1	500	PH	500	2011-12
2	NORTH K PURA	E	JHA	NTPC	C	660/800	1	660	PH	660	2011-12
3	INTEGRATED PROJECT DARIPALI	E	ORS	NTPC	C	660/800	1	3200	PH	800	2011-12
4	NABINAGAR	E	BIH	NTPC	C	210/250	1	1000	PH	250	2011-12
5	BOKARO STEEL	E	JHA	DVC	C	210/250	2	500	PH	500	2011-12
6	RAGHUNATH PUR	E	WB	DVC	C	500	2	1000	PH	1000	2011-12
7	MARGHERITA	N E	ASS	NEEPCO	C	110/125	4	480	PH	480	2011-12
8	CHHABRA II	N	RAJ	RRVUNL	S	500	1	500	LC	500	2011-12
9	GUJARAT LIGNITE	W	GUJ	NLC JV	S	210/250	4	1000	PH-LIG	1000	2011-12
10	DPL TPS U7A	E	WB	WBPDC	S	300	1	300	LC	300	2011-12
11	DPL TPS U8	E	WB	WBPDC	S	500	1	500	LC	500	2011-12
12	BAKRESHWAR EXT	E	WB	WBPDC	S	500	1	500	LC	500	2011-12
13	MUZAFFARPUR EXT	E	BIH	VAISHALI POWER	S	210/250	2	500	LC	500	2011-12
14	ROSA@@	N	UP	ROSA POWER	P	300	2	600	PH	600	2011-12
15	BHAIYATHAN	W	CHG	IPP	P	660/800	1	1600	PH	800	2011-12
16	LANCO NAGARJUNA@@	S	KAR	NPCL-IPP	P	500	2	1015	COASTAL	1015	2011-12
17	HALDIA PH I	E	WB	CESC	P	300	2	600	LC	600	2011-12
18	MALAXMI	E	ORI	NAVABHARAT POWER	P	500	2	1040	PH	1040	2011-12
	TOTAL ( BEST EFFORTS)						31			11545	
C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; LC: Load Center; PH: Pit Head; PH-LIG: Lignite based											
@@ It is understood EPC contracts have been placed for these Private Sector Projects											

## Appendix-11.1 (Contd.)

## SUMMARY OF THERMAL CAPACITY ADDITIONS

DETAILS			BENEFITS IN 11TH PLAN (2007-12)	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
STATUS WISE DETAILS	Slipping from 10th plan		8273	8273	0	0	0	0
	OTHER PROJECTS		21694	4384	4727	9423	3160	0
	Under Construction		29967	12657	4727	9423	3160	0
	LOA TO BE PLACED		28630	0	350	1350	10980	15950
	TOTAL FEASIBLE		58597	12657	5077	10773	14140	15950
UNIT SIZE GROUP WISE DETAILS	660/800	12	8060	660	1320	1320	660	4100
	600	2	1200			1200		
	500	58	28960	3000	500	3980	11480	10000
	300	13	3900	1500	300	1500	0	600
	210/250	46	11285	4340	1945	2000	1750	1250
	110/125	8	950	75	625	0	250	0
	Gas		4242	3082	387	773	0	0
	TOTAL FEASIBLE		58597	12657	5077	10773	14140	15950
TYPE WISE DETAILS OF COAL PLANTS	PH	54	24210	5660	1620	4220	4910	7800
	LC	66	24395	3840	2195	5530	5980	6850
	COASTAL	9	4300	0	0	0	3000	1300
	TOTAL COAL	129	52905	9500	3815	9750	13890	15950
STATUS OF COAL AVAILABILITY	LINKAGE AVAILABLE		37975	8000	3565	7650	11390	7370
	LINKAGE REQUIRED		4500	0	0	0	500	4000
	BLOCK ALLOTTED		6580	1500	0	1000	1000	3080
	BLOCK REQUIRED		2500	0	0	500	500	1500
	IMPORTED COAL		1350	0	250	600	500	0
	TOTAL COAL		52905	9500	3815	9750	13890	15950



## Appendix-11.1 (Contd.)

**LIST OF PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN -NUCLEAR**

Sl.No.	PLANT NAME	STATE	AGENCY	SEC TOR	NO. OF UNITS	UNIT SIZE	ULTIMATE CAPACITY (MW)	BENEFI TS 11TH PLAN (2007- 12)
<b>A.PROJECTS UNDER CONSTRUCTION</b>								
<b>A1-Projects Slipping from 10th Plan (viz-a-viz 30,641 MW Program)</b>								
1	KAIGA U3	KAR	NPC	C	1	220	220	220
<b>A2-Other Projects</b>								
1	RAPP U5&6	RAJ	NPC	C	2	220	440	440
2	KUDANKULAM U 1,2	TN	NPC	C	2	1000	2000	2000
3	PFBR(Kalapakkam)	TN	NPC	C	1	500	500	500
4	KAIGA U-4	KAR	NPC	C	1	220	220	220
	<b>TOTAL (OTHER PROJECTS)</b>							<b>3160</b>
	<b>TOTAL (UNDER CONSTRUCTION)</b>							<b>3380</b>

C: Central Sector

**LIST OF PROJECTS PROPOSED FOR LIKELY BENEFITS DURING 11TH PLAN - NUCLEAR**

[illegible]

**Appendix-11.1 (Contd.)**

## SUMMARY OF 11TH PLAN CAPACITY ADDITIONS -YEARWISE

TYPE	STATUS		BENEFITS 11TH PLAN (2007-12)	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
HYDRO	Under Constru ction	Slipping	968	968	0	0	0	0
		Other	12863	2233	1175	3279	1314	4862
		Total UC	13831	3201	1175	3279	1314	4862
	LOA yet to be placed		2722	0	0	146	1016	1560
	TOTAL HYDRO		16553	3201	1175	3425	2330	6422
THERMAL	Under Constru ction	Slipping	8273	8273	0	0	0	0
		Other	21694	4384	4727	9423	3160	0
		Total UC	29967	12657	4727	9423	3160	0
	LOA yet to be placed		28630	0	350	1350	10980	15950
	TOTAL THERMAL		58597	12657	5077	10773	14140	15950
NUCLEAR	Under Constru ction	Slipping	220	220	0	0	0	0
		Other	3160	660	1000	1000	500	0
		Total UC	3380	880	1000	1000	500	0
TOTAL	Under Constru ction	Slipping	9461	9461	0	0	0	0
		Other	37717	7277	6902	13702	4974	4862
		Total UC	47178	16738	6902	13702	4974	4862
	LOA yet to be placed		31352	0	350	1496	11996	17510
	TOTAL		78530	16738	7252	15198	16970	22372

## Appendix 11.2

YEAR-WISE COAL REQUIREMENT FOR 11<sup>TH</sup> PLAN (TENTATIVE)-UTILITIES

	UNIT	2006-07 Programme	11th Plan details					2012-13
			2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	
EXISTING COAL BASED CAPACITY	MW	63490	63490	63490	63490	63490	63490	63490
PLF	%	76.0	76.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
GENERATION	BU	422.7	422.7	428.3	428.3	428.3	428.3	428.3
CUMULATIVE CAPACITY ADDITION	MW	0.0	2880.0	12380.0	16195.0	25945.0	39835.0	55785.0
RETIREMENTS	MW	0	0	0	0	527.5	259	
NET ADDITIONS (CUMULATIVE-RETIREMENTS)	MW	0.0	2880.0	12380.0	16195.0	25417.5	39576.0	55785.0
PLF FOR NEW CAPACITY ADDITIONS	%	85.0	85	85	85	85	85	85
ADDITIONS DURING THE YEAR-MW	MW	2880	9500	3815	9750	13890	15950	0
PLF (40% OF 85% DURING CURRENT YEAR)	%	34	34	34	34	34	34	34
GENERATION FROM NEW CAPACITY	BU	8.6	49.7	103.5	149.6	230.6	342.2	415.4
TOTAL COAL BASED INSTALLED CAPACITY	MW	66370	75870	79685	89435	102797.5	119016	119016
TOTAL GENERATION	BU	431.6	473.6	531.8	577.9	658.9	770.4	843.6
COAL REQUIREMENT	MT	306.4	331.5	372.3	404.5	461.2	539.3	590.5
TRANSIT LOSS @ 1%	MT	3.1	3.3	3.7	4.0	4.6	5.4	5.9
CUMULATIVE STOCK	MT	13.0	18.3	20.6	22.4	25.5	29.8	32.7
ADDITIONAL STOCK	MT		5.3	2.3	1.8	3.1	4.3	2.8
TOTAL COAL REQUIREMENT	MT	309.5	340.2	378.2	410.3	469.0	549.0	599.3
TOTAL COAL AVAILABILITY	MT	288.6	324.0	362.3	408.0	446.6	482.1	
COAL SHORTAGES (indigenous coal)	MT	20.9	16.2	15.9	2.3	22.4	66.9	
COAL SHORTAGES (equivalent imported coal)	MT	12.5	9.7	9.6	1.4	13.4	40.2	
Traditional imports (TATA Power, BSES, AECO etc.)	MT	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	
Imported Coal for 11th Plan Projects (Trombay, Sikka & Torangallu)	MT			0.3	1.5	3.2	4.1	
NET ADDITIONAL IMPORTS	MT	8.7	5.9	5.5	-3.9	6.5	32.3	

## Note:

1. Total installed capacity of coal fired stations at the end of 2011-12 = 1,19,016 MW
2. Requirement of Domestic coal in the year 2011-12 for the coal fired capacity indicated above = 550 MT
3. The above assumes only 40% generation from the new capacity addition during the year (i.e. 40% of 85 % PLF = 34 % PLF).
4. Total requirement of Domestic coal for the 11th plan capacity additions in 2011-12 would get reflected in 2012-13 only and resultant requirement for total coal based installed capacity of 1,19,016 MW at the end of 11th plan would be 599 MT
5. Coal requirement for new capacity addition during the year 2012-13 would be separate and have to be added for working out the total coal requirement for 2012-13.

## Appendix 11.3

**SHELF OF PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING  
12th PLAN AND BEYOND**

Type	Best Effort Projects of 11th plan	12th Plan and beyond Projects (MW)	Total Shelf of Projects (MW)
Hydro	0	40658	40658
Thermal	11545	102473	114018
Coal	10545	83640	94185
Lignite	1000	3250	4250
Gas/LNG		15583	15583
Nuclear		12800	12800
Total	11545	155931	167476

## Appendix 11.3 (contd)

SHELF OF HYDRO PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 12<sup>th</sup> PLAN AND BEYOND

Sl. No	PLANT NAME	STATE	AGENCY	SECTOR	TYPE	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
1	Bharmour	H P	IPP	P	ROR	45
2	Bajoli Holi	H P	IPP	P	ROR	180
3	Chirgaon (Majhgaon)	H P	HPSEB	S	ROR	46
4	Dhaura Sidh	H P	IPF	P	ROR	40
5	Dhamvari Sunda	H P	HPSEB	S	ROR	70
6	Harsar	H P	IPF	P	ROR	60
7	Jhangi Thopan	H P	IPF	P	ROR	480
8	Kutehr	H P	IPF	P	ROR	260
9	Kashang-II	H P	HPSEB	S	ROR	60
10	Luhri	H P	SJVNL	C	ROR	770
11	Puditai Lassa	H P	IPF	P	STO	36
12	Renuka Dam	H P	HPSEB	S	STO	40
13	Sainj	H P	HPSEB	S	ROR	100
14	Tidong-II	H P	IPP	P	ROR	70
15	Thopan Powari	H P	IPP	P	ROR	460
16	Kashang - I & III	H P	HPJVNL	S	ROR	195
17	Shongtong Karcham	H P	HPSEB	S	ROR	402
18	Nimoo Bazgo	J & K	NHFC	C	ROR	45
19	Chutak	J & K	NHFC	C	ROR	44
20	Baglihar-II	J & K	PDC	S	ROR	450
21	Kiru	J & K	To be decided	To be decided	ROR	600
22	Kishan Ganga	J & K	NHFC	C	STO	330
23	Kawar	J & K	To be decided	To be decided	ROR	320
24	Parnai	J & K	PDC	S	ROR	37.5
25	Pakhal Dul	J & K	NHFC	C	STO	1000
26	Ralle	J & K	To be decided	To be decided	ROR	560
27	Sawaikot	J & K	PDC	S	RDR	1200
28	Kotli Bhel I A	UKND	NHFC	C	ROR	195
29	Kotli Bhel I B	UKND	NHFC	C	ROR	320
30	Kotli Bhel II	UKND	NHFC	C	ROR	530
31	Lata Tapovan	UKND	NTFC	C	ROR	171
32	Vishnugad Pipalkoti	UKND	THFC	C	ROR	444
33	Arkot Tiuni	UKND	UJVNL	S	ROR	70
34	Alaknanda (Badrinath)	UKND	IPP	P	ROR	140
35	Bogadiyar Sirkari Bhyal	UKND	IPP	P	ROR	170
36	Mapang Bogudiyar	UKND	IPP	P	ROR	200
37	Bowala Nand Prayag	UKND	UJVNL	S	ROR	132
38	Devsari Dam	UKND	SJVNL	C	STO	690
39	Hanol Tiuni	UKND	IPP	P	ROR	42
40	Jakhol Sankari	UKND	SJVNL	C	ROR	33
41	Jelam Tamak	UKND	THDC	C	ROR	60
42	Lakhwar	UKND	NHFC	C	STO	300
43	Maleri Jhelam	UKND	THDC	C	ROR	55
44	Mori Hanol	UKND	IPP	P	ROR	60
45	Nand Prayag Lingasu	UKND	UJVNL	S	ROR	141
46	Naitwar Mori (Dewra Mori)	UKND	SJVNL	C	ROR	33
47	Pala Maneri	UKND	UJVNL	S	ROR	480
48	Rupsiyabagar Khasiyabara	UKND	NTPC	C	ROR	260
49	Sirkari Bhyal Rupsiabagar	UKND	UJVNL	S	ROR	210
50	Singoli Bhatwari	UKND	IPP	P	ROR	60

## Appendix 11.3 (contd)

SHELF OF HYDRO PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 12<sup>th</sup> PLAN AND BEYOND

Sl. No	PLANT NAME	STATE	AGENCY	SECTOR	TYPE	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
51	Tamak Lata	UKND	UJVNL	S	ROR	280
52	Taluka Sankri	UKND	UJVNL	S	ROR	140
53	Tuini Plasur	UKND	UJVNL	S	ROR	42
54	Dhauli Ganga Intermediate	UKND	NHPC	C	ROR	210
55	Gauri Ganga St III-A	UKND	NHPC	C	ROR	120
56	Shahpur Kandi	PUV	PSEB	S	STO	168
57	Hoshangabad	MP	NHDC	C	ROR	60
58	Handia	MP	NHDC	C	ROR	51
59	Borus	MP	NHDC	C	ROR	55
60	Matnar	CHG	CSEB	S	ROR	60
61	Dummiugudem	A P	APID	S	STO	320
62	Pollavaram MPP	A P	APID	S	STO	160
63	Chinnar	KERL	KSEB	S	ROR	28
64	Achenkovil	KERL	KSEB	S	STO	30
65	Kundah PSS	T N	TNEB	S	PSS	500
66	Gundia	KAR	KPCL	S	ROR	400
67	Ramam St-III	W B	NTPC	C	ROR	120
68	Ramam St-I	W B	WBSEB	S	ROR	36
69	Panan	SIK	IPP	P	ROR	280
70	Dikchu	SIK	IPP	P	ROR	96
71	Rolep	SIK	IPP	P	ROR	60
72	Rangit-II	SIK	IPP	P	ROR	60
73	Rangit-IV	SIK	IPP	P	ROR	120
74	Lachen	SIK	NHPC	C	ROR	210
75	Rangyong	SIK	IPP	P	ROR	80
76	Rukel	SIK	IPP	P	ROR	33
77	Rongnichu	SIK	IPP	P	STO	96
78	Teesta St-I	SIK	IPP	P	ROR	280
79	Teesta St-II	SIK	IPP	P	ROR	480
80	Teesta St-IV	SIK	NHPC	C	ROR	495
81	Teesta-VI	SIK	IPP	P	ROR	500
82	Teesta-III	SIK	Teesta Urja	P	ROR	600
83	Pare	Ar Pr	NEEPCO	C	STO	110
84	Siang Middle (Siyom)	Ar Pr	IPP	P	STO	1000
85	Dibbin	Ar Pr	To be decided	To be decided	ROR	100
86	Badao	Ar Pr	To be decided	To be decided	ROR	60
87	Kapak Leyak	Ar Pr	To be decided	To be decided	ROR	160
88	Talong	Ar Pr	To be decided	To be decided	STO	160
89	Etalin	Ar Pr	NTPC	C	STO	4000
90	Attunli	Ar Pr	NTPC	C	ROR	500
91	Siang Lower	Ar Pr	IPP	P	STO	1600
92	Nyamjunchhu St-I	Ar Pr	IPP	P	ROR	98
93	Nyamjunchhu St-II	Ar Pr	IPP	P	ROR	97
94	Nyamjunchhu St-III	Ar Pr	IPP	P	ROR	95
95	Dibang (Joint venture)	Ar Pr	NHPC	C	STO	3000
96	Tawang-II	Ar Pr	NHPC	C	STO	750
97	Tawang-I	Ar Pr	NHPC	C	STO	750
98	Lohit	Ar Pr	To be decided	To be decided	STO	3000
99	Subansiri Upper	Ar Pr	NHPC	C	STO	2000
100	Subansiri Middle	Ar Pr	NHPC	C	STO	1600

## Appendix 11.3 (contd)

SHELF OF HYDRO PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 12<sup>th</sup> PLAN AND BEYOND

Sl. No	PLANT NAME	STATE	AGENCY	SECTOR	TYPE	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
101	Lower Kopill	ASM	AGENCO	S	ROR	150
102	Upper Borpani	ASM	AGENCO	S	ROR	60
103	Tipalmukh	MANI	NEEPCO	C	STO	1500
104	Umlam Umtru-V	MEGH	MeSEB	S	ROR	36
105	Ganoi	MEGH	MeSEB	S	ROR	25
106	Mawhu	MEGH	NEEPCO	C	ROR	120
	<b>TOTAL</b>					<b>40657.50</b>

Note: C: Central Sector; S: State Sector; P: Private Sector; ROR: Run of River; STO: Storage



## Appendix 11.3 (contd)

**SHELF OF COAL AND LIGNITE BASED PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING  
12th PLAN AND BEYOND**

S.NO	PLANT NAME	STATE	AGENCY	ULTIMATE CAPACITY (MW)	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
1	YAMUNANAGAR EXT	HAR	HRVUNL	300	300
2	JHAJJAR	HAR	IPP	1200	1200
3	TALWANDI SABO	PUN	PSEB	1500	1000
4	NABHA	PUN	PSEB	1000	1000
5	LEHRA GHAGGAR	PUN	PSEB	1000	1000
6	CHHABRA II @	RAJ	RRVUNL	500	500
7	CHHABRA III	RAJ	IPP	500	500
8	KALISINDH TPS	RAJ	RRVUNL	1000	500
9	KAWAI	RAJ	IPP	1000	1000
10	JALIPA/ KAPURDI- LIGNITE	RAJ	IPP	1000	1000
11	RIHAND EXT@	U P	NTPC	500	500
12	MAYURPUR (SONEBHADRA)	U P	UPRVUNL	2000	2000
13	ROSA @	U P	ROSA P.C.	600	600
14	BARA TPS	U P	UPRVUNL	1000	500
15	OBRA REPLACEMENT	U P	UPRVUNL	1000	500
16	SHANKARGARH	U P	IPP	1000	1000
17	DOPAHA	U P	IPP	1000	1000
18	ULTRA MEGA AKALTARA	CHG	IPP	4000	4000
19	INTEGRATED PROJECT LARA	CHG	NTPC	4000	4000
20	BHAIYATHAN @	CHG	IPP	1600	1600
21	MARWA	CHG	CSEB	1500	1500
22	KORBA SOUTH	CHG	CSEB	1000	1000
23	GODHANA	CHG	CSEB	2000	2000
24	ULTRA MEGA MUNDRA	GUJ	IPP	4000	4000
25	BHAVNAGAR LIGNITE	GUJ	NIRMA	250	250
26	GUJARAT LIGNITE @	GUJ	NLC	1000	1000
27	PIPAVAV POWER PROJECT	GUJ	GPCL JV	900	900
28	ULTRA MEGA GIRYE	MAH	IPP	4000	4000
29	DOPAWE	MAH	IPP	1600	1600
30	ULTRA MEGA SASAN	MP	LANCO	3960	3300
31	SHAHPUR DHITONI	MP	MPGEN	1000	1000
32	ULTRA MEGA KRISHNAPATNAM	A P	IPP	4000	4000
33	KRISHNAPATNAM	A P	APGENCO	1600	800
34	LANCO NAGARJUNA @	KAR	IPP	1015	1015
35	ULTRA MEGA TADRI	KAR	IPP	4000	4000

## Appendix 11.3 (contd)

SHELF OF COAL AND LIGNITE BASED PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING  
12th PLAN AND BEYOND

S.NO	PLANT NAME	STATE	AGENCY	ULTIMATE CAPACITY (MW)	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
36	RAICHUR NEW	KAR	KPCL	1000	1000
37	KOWSHIKA TPP	KAR	KPCL	1000	1000
38	KUDGI TPP	KAR	KPCL	1000	1000
39	NANDUR TPP	KAR	KPCL	1000	1000
40	NEYVELI III LIGNITE	T N	NLC	1000	1000
41	JAYANKONDAM LIGNITE	T N	NLC	1000	1000
42	ENNORE EXT	T N	TNEB	500	500
43	TUTICORIN EXT	T N	TNEB	1000	1000
44	CHUDDALORE	T N	IPP	2000	2000
45	ULTRA MEGA T N	T N	IPP	4000	4000
46	NABINAGAR JV @	BIHAR	NTPC	1000	250
47	MUZAFFARPUR EXT JV @	BIHAR	VAISHALI POWER	500	500
48	BARAUNI EXT	BIHAR	BSEB	500	500
49	KATIHAR	BIHAR	BSEB	1000	1000
50	NABINAGAR	BIHAR	BSEB	2000	2000
51	PIRPIANTI	BIHAR	BSEB	2000	2000
52	ULTRA MEGA JHARKHAND	BIHAR	IPP	4000	4000
53	NORTH KARAN PURA @	JHAR	NTPC	1980	660
54	BOKARO STEEL @	JHAR	DVC	500	500
55	TENUGHAT EXT	JHAR	TVNL	630	630
56	COAL BASED TPP PHASE I	JHAR	CESC	500	500
57	COAL BASED TPP PHASE II	JHAR	CESC	500	500
58	ULTRA MEGA ORISSA	ORI	IPP	4000	4000
59	INTEGRATED PROJECT DARIPALLI @	ORI	NTPC	3200	3200
60	NUELPOI	ORI	CESC	1320	1320
61	RENGALI	ORI	NLC	1000	1000
62	OPGCL JV	ORI	OPGCL	1200	1200
63	MALAXMI @	ORI	NAVBHARAT	1040	1040
64	HALDIA I @	WB	CESC	600	600
65	KATWA	WB	WBPDC	1200	1200
66	RAGHUNATH PUR @	WB	DVC	1000	1000
67	DPL U7A @	WB	WBPDC	300	300
68	DPL U8 @	WB	WBPDC	500	500
69	BAKRESHWAR EXT @	WB	WBPDC	500	500

## Appendix 11.3 (contd)

**SHELF OF COAL AND LIGNITE BASED PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 12th PLAN AND BEYOND**

S.NO	PLANT NAME	STATE	AGENCY	ULTIMATE CAPACITY (MW)	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
70	BARGOLOI TPS	ASM	ASEB	250	250
71	BADARPUR JV	ASM	ASEB	180	180
72	CHANDRAPUR JV	ASM	ASEB	100	100
73	MARGHERITA TPP @	ASM	NEEPCO	480	480
74	GARO HILL	MEGH	NEEPCO	720	720
75	WEST KHASI HILLS TPP	MEGH	NEEPCO	240	240
	<b>TOTAL</b>				<b>98435</b>

@ BEST EFFORT PROJECTS DURING 11TH PLAN

NOTE: THE LIST INCLUDES 11545 MW PROJECTS INCLUDED AS PROJECTS WITH BEST EFFORTS IN 11TH PLAN

**Appendix 11.3 (contd.)****SHELF OF GAS BASED PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING 12th PLAN AND BEYOND**

Sl.No.	PLANT NAME	STATE	AGENCY	SECTOR	LIKELY BENEFITS 12th PLAN & BEYOND (MW)
1	KAYAMKULAM	KERL	NTPC	C	1950
2	KAWAS II	GUJ	NTPC	C	1300
3	GANDHAR II	GUJ	NTPC	C	1300
4	PRAGATI II	DELHI	PRAGATI POWER	S	330
5	PRAGATI III (BAWANA)	DELHI	PRAGATI POWER	S	1000
6	URAN	MAH	MAHAGENCO	S	1040
7	RELIANCE-DADRI	UP	RELIANCE ENERGY	P	5600
8	PYGUTHAN	GUJ	GPECL	P	1050
9	ESSAR HAZIRA	GUJ	ESSAR POWER	P	1500
10	KANNUR	KERL	KANNUR POWER PVT LTD	P	513
	<b>TOTAL</b>				<b>15583</b>

**Note:** If Gas/LNG becomes available at reasonable price, some of the above mentioned gas based projects may yield benefits during 11th plan

## Appendix 11.3 (contd)

**SHELF OF NUCLEAR PROJECTS FOR LIKELY BENEFITS DURING  
12th PLAN**

SI.NO	PLANT NAME	STATE	AGENCY	LIKELY BENEFITS IN 12th PLAN (MW)
1	KUDANKULAM U3,4	T N	NPC	2000
2	KUDANKULAM U5,6	T N	NPC	2000
3	JAITAPUR 1,2	GUJ	NPC	2000
4	RAPP EXT	RAJ	NPC	1400
5	KAPP 3&4	KAR	NPC	1400
6	LWR 3,4		NPC	2000
	<b>Sub total (NPCIL)</b>			<b>10800</b>
7	NEW NUCLEAR		NTPC	2000
	<b>Sub total (NTPC)</b>			<b>2000</b>
	<b>TOTAL</b>			<b>12800</b>

## Chapter 12

### POWER GENERATION AND ENVIRONMENT

#### 12.0 INTRODUCTION

The key challenges that the country faces relate to the nexus of environmental degradation with economic growth. These challenges arise from emerging global environmental concerns such as climate change, stratospheric ozone depletion and loss of biodiversity. In order to achieve sustainable development, environmental protection should constitute an integral part of the development process and can not be considered in isolation from it. Power generation being one of the main sources of environmental degradation, it is imperative to maintain a balance between the increasing demand for electricity and acceptable environmental quality which implies a need for the continual upgradation of pollution control and improvement of environmental management system.

#### 12.1 ENVIRONMENT PROTECTION & IMPROVEMENT

The MoE&F is the focal point in the Central Government for planning, promotion and coordination of environmental programmes. The Ministry is responsible for

**Sustainable Power development to be planned to meet increasing demand while maintaining environmental pollution within stipulated parameters. Environmental clearance is mandatory for all new projects and expansion/ modernization of existing schemes.**

appraising the development projects, including the power plants from environmental angle and to suggest and enforce necessary safeguards and conditions for the protection of the environment.

Recently MoEF has framed a **National Environment Policy (NEP)** adopted in 2006 in response to our national commitment for a clean environment and it is intended to be a statement of India's commitment to making a positive contribution to international efforts in this direction.

The objectives of National Environment Policy (NEP) are as under:

- Conservation of critical Environmental Resources

- Intra-generational Equity: Livelihood Security for the Poor Inter-generational Equity
- Integration of Environmental concerns in Economic & Social Development
- Efficiency in Environmental Resource Use
- Environmental Governance: (through Transparency, Rationality, Accountability, Reduction in time & costs, Participation and Regulatory independence)
- Enhancement of Resources for Environmental Conservation

Earlier the Ministry of Rural Development notified the *National Policy on Resettlement and Rehabilitation for Project Affected Families, 2003* to handle the issues relating to Resettlement and Rehabilitation of Project Affected Families.

### 12.1.1 Legislative Initiatives for Environment Protection

Ministry of Environment and Forest (MoEF), Government of India has promulgated various Acts and issued guidelines making environmental clearance mandatory for all new projects and expansion or modernization of existing projects. Environmental Appraisal Committees have been constituted by the MoEF for various types of developmental projects.

The **Water (Prevention and Control of Pollution) Act, 1974** was enacted and the Pollution Control Board at the Centre and in the states came into being in terms of this act. Another related legislation enacted was the **Water (Prevention and control of Pollution) Cess Act, 1977** with the objective of conserving this vital natural resource and to augment the finances of these regulatory agencies. Thereafter, the **Air (Prevention and Control of Pollution) Act** was enacted in 1981. As the Acts of 1974, 1977 and 1981 dealt with only water and air pollution problems, the Parliament enacted a comprehensive or umbrella legislation for environment in the **Environment (Protection) Act 1986**. The Standards prescribed for effluents, stack heights and condenser cooling water temperature etc are furnished in **Appendix 12.1**. The regulatory agencies created under the earlier Act of 1974 have been entrusted, to a large extent, with the implementation of the provision of the Act of 1986. The Indian Forest Act, The Forest (Conservation) Act of 1980, The Factories Act, The Wildlife Protection Act, The Mines and Mineral (Regulation and Development) Act, The Industrial Development and Regulation Act and The Atomic Energy Act among others have been enacted to support environment protection.

In 1994 Ministry of Environment & Forests (MoEF) issued the first notification make prior environment clearance for select categories of developmental and industrial projects. Subsequently, a number of amendments were brought out

and requirement of Public Hearing was introduced in the year 1997. The process of obtaining environmental clearance has perceived to be cumbersome and inordinate delay in granting clearances has been a major cause of concern. Therefore, the MoEF revised / re-engineered the environmental clearance process of 1994 and a Final Notification on the Re-engineered Process of Environmental Clearance was brought out by the Ministry of Environment & Forests (MoEF), Government of India on 14<sup>th</sup> September, 2006.

**The following are the highlights of the re-engineered procedure (in accordance with the Final Notification of 14<sup>th</sup> September, 2006):**

- All projects and activities have been broadly categorized into two categories- Category 'A' and Category 'B' , based on the spatial extent of potential impacts and potential impacts on human health and natural and man made resources. Category 'A' and 'B' projects are to be cleared at the Central Government and State Government level, respectively.
- The category B is further classified in to B1 and B2. the projects requiring an EIS report shall be termed as Category 'B1' and remaining projects shall be termed as category 'B2' that will not require an EIA and Public Hearing.
- As many as 39 categories of projects are to go through the environmental clearance process. Industrial estates/parks/complexes/areas, EPZ, SEZ, Common Effluent Treatment Plants, Common Biomedical Treatment Facilities, Common Municipal Solid Waste Facilities and Isolated Storages and handling of hazardous chemicals are among the new categories added in the list. New Construction projects and Town ship Projects with a renewed threshold criteria also figure in the list.
- More power has now been vested to the state governments to clear projects.
- Projects have to go through 4 stages of 'Screening', 'Scoping', 'Public Consultation' and 'Appraisal'.
- 'Public Hearing' known as 'Public Consultation'. It is envisaged to stream-line the process with greater involvement of people.
- Post Environmental Clearance Monitoring has been given renewed emphasis.

#### **12.1.2 Environmental Appraisal Procedure**

The implementation of power projects requires clearance from MoEF from the following aspects:

- (a) Environmental aspect
  - (b) Forest (Conservation) Act, 1980 angle
-



The Environment Impact Assessment (EIA) Notification-1994, inter-alia, provides that a new power project or expansion / modernization of an existing power plant shall not be undertaken in the country unless accorded environment clearance by the MoEF.

The relevant information and material required for the appraisal of a power project is given below:

- (i) Filled-up questionnaire
- (ii) Environment Impact Statement (EIS) reports
- (iii) Feasibility report / Project report

In addition to the above pre-requisites, the department may call for the following information depending upon the specific cases:

- (i) Background pollution levels of particulates, SO<sub>2</sub> and oxides of nitrogen
- (ii) Data on water quality and ground water profile
- (iii) NOC from the Central/State PCB
- (iv) Environmental Management Plan
- (v) Rehabilitation Master Plan
- (vi) Compensatory Forestation Plan
- (vii) Disaster management Plan
- (viii) Catchments Area Treatment Plan
- (ix) Any other relevant details

The Projects submitted are placed before a Committee for environmental appraisal. If need be, site visits are also made for on the spot assessment of the related environmental issues. Based on the recommendations of the Committee, the department may take the following course of action:

- (i) Rejection of the project on substantive environmental grounds
- (ii) Relocation of the project on substantive environmental grounds
- (iii) According environmental clearance to the project with or without incorporation of specific and/or general environmental safeguards

## 12.2 ENVIRONMENT CONCERNS OF POWER GENERATION

Some of the key environmental challenges encountered by conventional power projects are discussed below. There is a need for adopting clean and environment friendly technology in every aspect of power generation, transmission and distribution.

---

The advanced technologies available can be broadly categorized as follows:

**For Efficiency Improvement**

1. Supercritical and Ultra supercritical Technology
2. Advanced Gas Turbines

**Concerning Environmental Considerations**

3. Flue Gas Desulphurisation System
4.  $\text{NO}_x$  control
5. Fluidized Bed Combustion (FBC)
6. Use of washed coal

**Combined Efficiency Improvement and Environmental Aspects**

7. Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)
8. Pressurized Fluidized Bed Combustion System (PFBC)

Super critical technology involves use of higher steam parameters beyond the thermodynamic critical point parameters with a view to achieve higher efficiency. These units have faster starting times, faster load changes and provide better efficiency at part load operation. With the availability of advanced high grade materials, higher steam pressures upto  $300 \text{ kg/cm}^2$  & temperatures up to  $600$  to  $620^\circ\text{C}$  are being adopted mainly in Japan and Europe. Efforts are underway to raise temperatures to  $700^\circ\text{C}$ . The unit sizes have ranged from 500 MW to 1000 MW and few units of 1300 MW have also been installed. Double reheat system involving two nos. of reheat in the boiler by tapping steam from intermediate stages of the turbine has also been adopted in few stations. However, this leads to making the cycle more complex with marginal improvement in efficiency.

In India, Supercritical units of 660 MW are being installed at Sipat and Barh Thermal Power Stations of NTPC. Being the first supercritical units to be installed in the country, conservative steam parameters of  $247 \text{ kg/cm}^2$  and  $535/565^\circ\text{C}$  have been adopted for these units. However, based on the study carried out, CEA has suggested adoption of next higher unit size of 800 MW with higher temperature of 565 to  $593^\circ\text{C}$ . Depending on the exact steam parameters used and equipment efficiency of individual manufacturers, these units are expected to have a gross efficiency of about 40 %. NTPC is expected to induct units of 800 MW in the next decade. The ultra mega projects being planned would also utilize supercritical technology.

Gas turbine combined cycle power stations have become very popular due to their very high efficiency and low emissions. These stations combine the advantages of both Brayton Cycle and Rankine Cycle to give a high over all efficiency of about 50%. They however, require clean fuels such as natural gas or liquid fuels (naphtha). Besides low  $\text{CO}_2$  emissions due to high efficiency, the  $\text{NO}_x$  emissions are also considerably low and can be controlled to 10 ppm.

---

Due to premium fuels required in gas turbines which are expensive, there has been constant R&D effort to develop advanced gas turbines with very high efficiency by adoption of higher firing temperature and better design of turbine internals. Latest gas turbines being developed employ operating temperature of about 1450 °C leading to overall generation efficiency of about 60% in the combined cycle mode.

Indian coals predominantly have low sulphur content of 0.3 % to 0.5%. Thus, in general, installation of desulphurisation system has not been envisaged and ground level SO<sub>x</sub> has been successfully achieved through provision of tall stacks for wider dispersion. However for one or two power stations located in sensitive areas, FGD systems have been installed. Presently, following three main technologies for desulphurisation exist:

- (a) Wet Lime Stone Process
- (b) Spray Dry Process
- (c) Sea Water Scrubber Process

All these FGD technologies are commercially available worldwide. Over the years through continuous R&D, efforts are being made to achieve reduction in capital cost and also operational costs mainly through reduction in auxiliary power consumption and more efficient use of reagents.

**Nitrogen Oxide emissions** from thermal stations depend on the combustion technology adopted and types of equipments used specially burner configuration. All new units are being provided with very high efficiency low NO<sub>x</sub> burners. Apart from low NO<sub>x</sub> burners, other primary controls for NO<sub>x</sub> in combustion can be achieved through staged combustion & flue gas recirculation. These primary control measures suffice for the present. However, further NO<sub>x</sub> reduction can be achieved through secondary measures like Selective Catalytic Reduction (SCR) for which proven technologies exist but are highly expensive.

**Fluidised bed combustion technology** has become a very effective option for use of very low grade fuels and is also useful in control of SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> emissions. Due to inherently low firing temperature of 800°C – 900°C maintained in circulating fluidised bed combustion (CFBC), NO<sub>x</sub> production is very low and is about half of NO<sub>x</sub> emission from conventional Pulverized Coal fired boilers. SO<sub>2</sub> emissions can also be controlled in CFBC boilers through addition of limestone during combustion so as to capture SO<sub>2</sub> emitted to form Calcium Sulphate. There is, however increase in solid waste generated from CFBC boilers on account of limestone feeding. Sulphur removal efficiency of 90 percent can be achieved. CFBC technology has selectively been applied in India for firing high sulphur, lignite etc. and complete technology know how and commercial arrangement (licensee) of all major CFBC suppliers exist in the country. Large size CFBC boilers of 250 MW are being installed by Neyveli Lignite Corporation.

---

The Indian coal as available for power generation is by and large of poor quality with high ash content. This coal quality gets further deteriorated because of overburden/extraneous matters introduced during mining, primarily due to lack of adequate safeguards and quality control. Power plant operators are continuously demanding more consistent quality coal. Coal beneficiation as a possible route for coal quality improvement has great potential especially for higher sized units and stations located away from coal sources.

The domestic production of coking coal is being supplied to the steel sectors after washing. Mainly, Non-Coking coal is used in Power Sector.

#### **Need for Coal Washing in India: Non-Coking Coal**

- Maintaining consistency in Heat Value of coal to Power Sector
- Maintaining consistency in Size of coal supplied (CIL's plan to supply – 100 mm size)
- Gradual depletion of available low ash coal
- Need to improve the efficiency of Power Plants
- Reducing load on transportation of carrying dirt material along with coal
- MoEF Notification regarding use of coal of less than 34% Ash for distant Thermal Power Plants and sensitive Area.

#### **Non-Coking Coal Beneficiation**

The Non-coking coal production would be augmented from 401 Mt. in 10<sup>th</sup> Plan to 1012 Mt. in 2024-25 from CIL and Non-CIL Command Area as indicated in the document Coal Vision India 2025 published by Ministry of Coal. Two Scenarios exist in respect of coal washing as detailed below:

##### **Variant-1**

The production of superior grade coal amounting to 202 Mt contains less than 34% ash and does not require washing considering MoEF guideline. Further, approx. 449 Mt non-coking coal is being linked with pithead power stations and the same quantity also need not be washed. Hence, as per the MoEF stipulation, balance 361 Mt coal of CIL and Non-CIL command area needs to be washed before its industrial use.

After beneficiation of 361 Mt coal, the quantity of washed coal would be around 271 Mt (considering 75% yield) and the balance quantity of 90Mt will be rejects. In addition to these rejects, about 8.0 Mt of rejects would be produced from coking coal & LVHR coal washeries. Hence, a total of 98 Mt of rejects is envisaged in 2024-25. Depending upon the suitability of rejects, these may be utilized for power generation using FBC / CFBC technology. Generally rejects having Gross Calorific Value (GCV) in the range of 1700 – 1500 Kcal/kg are

---

considered suitable for this technology. **In this way, about 4900 MW power may be generated additionally from rejects.**

Presently, a total non-coking coal washing capacity of about 55 Mt (raw coal input) is existing / under construction (at pit head) combining public and private sectors. Therefore, installation of additional non-coking coal washing capacity of around 305 Mt would be necessary by 2025.

#### **Variant-2**

This variant envisages washing of the total production of inferior grade (more than 34% ash) non-coking coal to improve the boiler efficiency and to reduce the emission level of Sox, Nox and particulate matter. Thus, as per this variant, 810 Mt of non-coking coal of CIL and Non-CIL command area needs to be washed before its industrial use.

By beneficiation of 810 Mt coal, the quantity of washed coal would be around 608 Mt (considering 75% yield) and the balance quantity of 202 Mt will be rejects. In addition to these rejects about 8 Mt rejects would be produced from coking coal & LVHR coal washeries. Hence a total of around 210 Mt of rejects is envisaged in 2024-25. Depending upon the suitability of rejects, these may be utilized for power generation using FBC/CFBC technology. **In this way, about 10,500 MW power may be generated additionally.**

Considering the existing pit head coking coal washing capacity of 55 Mt (including plants under construction), additional washery capacity for washing of about 755 Mt (raw coal) need be installed as per this variant.

Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) System is one of the clean coal technologies in which coal is converted into gaseous fuel, which after cleaning is used in CCGT plants. The IGCC systems have shown higher efficiencies and exceptionally good environmental performance in Sox, Nox and particulate removal. IGCC could be one of the most attractive power generation technologies for the 21st century both from efficiency as well as environmental considerations. An added advantage is that pollutants like sulphur can be recovered for commercial use. The technology has become further attractive in view of the development of advanced gas turbines with very high efficiencies.

The IGCC process has four basic steps (1) fuel gas is generated from coal reacting with high-temperature steam and an oxidant (oxygen or air) in a reducing atmosphere (2) the fuel gas is either passed directly to a hot-gas cleanup system to remove particulates, sulphur and nitrogen compounds, or the gas is first cooled to produce steam and then cleaned conventionally (3) the clean fuel gas is combusted in a gas turbine generator to produce electricity and (4) the residual heat in the hot exhaust from the gas turbine is recovered in a

---

heat recovery steam generator and the steam is used to produce additional electricity in a steam turbine generator.

IGCC technology is still in demonstration stage, even though few plants using low ash coal have been set up globally. IGCC technology with high ash coal is still in the R&D stage and efforts for setting up a 100 MW demonstration project at Auraiya, NTPC by NTPC and BHEL are in progress.

Pressurized Fluidized-bed combustion system is based on the principle on Fluidized Bed combustion. However, the PFBC operates at high pressure which are 6 to 16 times higher than in AFBC or CFBC. The PFBC systems offer higher efficiency by using both a gas turbine and steam turbine.

Second-generation PFBC integrates the combustor with a prolyzer (coal gasifier) to fuel a gas turbine (topping cycle) and the waste heat is used to generate steam for a steam turbine (bottoming cycle). The inherent efficiency of the gas turbine and waste heat recovery in this combined-cycle mode significantly increases overall efficiency.

#### **12.3.1 Environment concerns of Thermal Power Generation**

Environment gets impacted during both construction and operation of a Thermal power plant. During construction, environment gets affected primarily by site preparation activities. On the other hand, during operation of a plant, local and regional air quality, ground water, crops, native vegetation, buildings & monuments, aquatic ecosystem of certain lakes, forest ecosystem, existing community infrastructure are affected.

**Major types of pollutions are discussed below:**

##### **(i) Air Pollution**

SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO and particulates are emitted during combustion of fuels in a thermal power plant. If released uncontrolled, these can affect humans, vegetation, buildings and monuments, aquatic & forest ecosystem. The emission of large quantities of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> from TPPs may result in Acid-rain problems.

The Power sector is one of the most significant contributors to greenhouse gas (GHG) emissions to the atmosphere. Combustion of coal is a major source of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) being emitted worldwide. It has been estimated that by the end of 11<sup>th</sup> Plan i.e. in 2011-12 the level of carbon dioxide emission will be 840 Mt/year.

##### **(ii) Water Pollution**

The largest wastewater streams from a thermal power station are cooling water, which can be either recycled or discharged. Associated waste-heat can impact ambient water temperature which in turn can radically alter aquatic plant and animal life favouring organisms which are suited to

---

higher temperature. Other lesser effluents from a thermal plant like trace metals, acids, oil spills etc also have a negative impact on water quality.

**(iii) Ash Handling and Disposal**

It has been estimated that by the end of 11<sup>th</sup> Plan i.e. in 2011-12 the quantity of ash generated would be about 180 Mt/year. Ash disposal can have an adverse impact on the environment due to land use diversion, resettlement, water resources allocation, land degradation and air pollution. Many of the adverse impacts of thermal power stations can be foreseen and minimized through judicious siting of power plant and are amenable to technological control providing necessary preventive and control measures, and finally through effective environmental management of the operating plants. The wet method of ash disposal should be avoided as it causes water pollution apart from other environmental hazards.

To the extent possible, dry fly ash from the ESPs and boiler furnace should be utilized for making economically useful products such as bricks, road filters and binders, cement etc. When re-use of solid wastes is uneconomical for any particular location, the ash should be used as land-fill or disposed off in some other environmentally acceptable manner, e.g. in abandoned underground mines, not susceptible to seepage. Ash disposal areas should be planned in places away from villages and townships.

**(iv) Noise Pollution**

Some areas inside the plant will have noisy equipment and various measures are required to be taken to reduce the noise generation and exposure of workers to high noise levels in the plant area. Noise pollution may adversely affect the flora and fauna, human and animal life.

### **12.3.2 Environment Concerns of Hydro Power Generation**

The environmental concerns of hydro power development can be classified as submergence, Reservoir Induced Seismicity (RIS), soil erosion, forest degradation, green house effect, adverse effect on aquatic life, water logging, health aspects of human settlements and Resettlement and Rehabilitation (R&R) of Project Affected Families (PAFs). Impact of these aspects has to be carefully examined before setting up of hydro projects.

However, there are positive aspects of hydro projects such as its inherent non-polluting nature, non-radioactive, non-consumptive, inflation free renewable energy, operational flexibility of power station, high efficiency, sound technology, stabilizing impact on micro-climate, flood & silt control, air-purification/improves overall oxygen production, advantage to fauna, remote area development and preparation of shore line for recreational use.

---

### 12.3.3 Environment Concerns of Nuclear Power Generation

Main environmental concerns of Nuclear Power Project are water pollution, radio-active proliferation and disposal of spent nuclear fuel.

The main water pollutant is the water associated with waste-heat of condenser cooling which has similar impact as in other thermal power project.

The radio-active concerns and safeguards are dealt with by regulations and guidelines of Nuclear Energy Commission and IAEA.

### 12.4 GUIDELINES FOR SETTING UP A POWER PROJECT

Keeping in view the objectives of environmental protection, MOE&F has set out certain **guidelines** for posing power projects to the MOE&F for obtaining clearance under the following broad heads:

(i) Siting criteria

Proper siting of power projects can reduce not only the cost of the required pollution control measures but also the damage these projects could cause to natural and human environment. Due consideration needs to be given to topography, geology, hydrology, meteorology, ecology, ash disposal etc. in selection of sites.

(ii) Environmental Impact Statement (EIS)

The purpose of the EIS is to determine as precisely as possible, within the present limit of knowledge and expertise, the likely environmental impact of a planned developmental activity. A proper EIS, wherein all claims are supported by scientifically established data/modelling, should contain all necessary details of site, its environment, land requirement etc.

(iii) Environmental Management

Before according environmental/forest clearance to thermal power projects, OEF insists for various environmental management plans which include necessary safeguards taken to control pollution and their effectiveness to be monitored periodically after the plant has become operational. Management plans include Air Pollution Management, Water Management, Ash disposal management & Utilization, occupational safety & health, rehabilitation plan for project affected people, disaster management, catchment area treatment plan, compensatory forestation plan etc.

(iv) Environmental Appraisal Procedure

The project proponents are required to furnish information in the prescribed questionnaire giving the relevant information and material required for the appraisal of the project.



## 12.5 CONCLUSION

Environment is an important issue and the development of our country needs to be carried out within the ambit of environment protection and safeguards. Government has promulgated various Acts to ensure sustainable development.

\*\*\*\*\*

---

# Appendix 12.1

## Page 1 of 3

### ENVIRONMENT STANDARD

SOURCE	PARAMETER	CONCENTRATION NOT TO EXCEED, MG/L (EXCEPT FOR PH & TEMP.)
Condenser Cooling Water (once through higher cooling system)	pH	6.5 to 8.5
	Temperature*	Not more than 5°C than the higher intake
Boiler Blowdown	Free available Chlorine	0.5
	Suspended solids	100
	Oil & grease	20
	Copper (Total)	1.0
	Iron (Total)	1.0
Cooling Tower Blowdown	Free available Chlorine	
	Zinc	1.0
	Chromium (Total)	0.2
	Phosphate	5.0
	Other corrosion inhibiting materialon	Limit to be established on case by case basis by Central Board in case of Union Territories and State Boards in case of States
As pond effluent	pH	6.5 to 8.5
	Suspended solids	100
	Oil & grease	20

\* Limit has been revised, please see new limit at Sr. No. 66C of the document

### Thermal Power Plant : Emission Standards

Generation Capacity	Poillutant	Emission limit
Generation capacity 210 MW or more	Particulate matter	150 mg/Nm <sup>3</sup>
Generation capacity less than 210 MW	Particulate matter	300 mg/Nm <sup>3</sup>

\* Depending upon the requirement of local situation, such as protected area, the State Pollution Control Boards and other implementing agencies under the Environment (Protection) Act, 1986, may prescribe a limit of 150 mg/Nm<sup>3</sup>, irrespective of generation capacity of the plant.

### Thermal Power Plants : Stack Height/Limits

Generation Capacity	Stack Height (Metres)
500 MW and above	275
200 MW/210 MW and above to less than 500 MW	220
Less than 200 MW/210 MW	$H = 14 Q^{0.3}$ where Q is emission rate of SO <sub>2</sub> in kg/hr, and H is Stack height in metres.

## Appendix 12.1

Page 2 of 3

**ENVIRONMENT STANDARD**  
**ENVIRONMENTAL STANDARDS FOR GAS / NAPHTHA BASED THERMAL**  
**POWER PLANTS**

(i) Limit for emission of NO<sub>x</sub>

- (a) For existing units? 150 ppm (v/v) at 15% excess oxygen.  
 (b) For new units with effect from 1-6-99.

**TOTAL GENERATION OF GAS TURBINE****Limit for Stack NO<sub>x</sub> emission (v/v),  
at 15% excess oxygen)**

- |  |   |
|--|---|
| (a) 400 MW and above                                     | (i) 50 ppm for the units burning natural gas.<br>(ii) 100 ppm for the units burning naphtha |
| (b) Less than 400 MW but upto 100 MW                     | (i) 75 ppm for the units burning natural gas<br>(ii) 100 ppm for the units burning naphtha  |
| (c) Less than 100 MW                                     | 100 ppm for units burning natural gas or naphtha as fuel                                    |
| (d) For the plants burning gas in a conventional boiler. | 100 ppm   |

- (ii) Stack height H in m should be calculated using the formula  $H = 14 Q^{0.3}$ , where Q is the emission of SO<sub>2</sub> in kg/hr, subject to a minimum of 30 mts.

## (iii) Liquid waste discharge limit

**PARAMETER****Maximum limit of concentration (mg/l  
except for pH and temperature)**

pH	6.5 - 8.5
Temperature	As applicable for other thermal power plants
Free available chlorine	0.5
Suspended solids	100.0
Oil & grease	20.0
Copper (total)	1.0
Iron (total)	1.0
Zinc	1.0
Chromium (total)	0.2
Phosphate	5.0

**Appendix 12.1**  
**Page 3 of 3****ENVIRONMENT STANDARD****TEMPERATURE LIMIT FOR DISCHARGE OF CONDENSER COOLING WATER  
FROM THERMAL POWER PLANT****A. New thermal power plants commissioned after June 1, 1999**

New thermal power plants, which will be using water from rivers/lakes/reservoirs, shall install cooling towers irrespective of location and capacity. Thermal power plants which will use sea water for cooling purposes, the condition below will apply.

**B. New projects in coastal areas using sea water**

The thermal power plants using sea water should adopt suitable system to reduce water temperature at the final discharge point so that the resultant rise in the temperature of receiving water does not exceed 7°C over and above the ambient temperature of the receiving water bodies.

**C. Existing thermal power plants**

Rise in temperature of condenser cooling water from inlet to the outlet of condenser shall not be more than 10°C.

**D. Guidelines for discharge point:**

- (a) The discharge point shall preferably be located at the bottom of the water body at mid-stream for proper dispersion of thermal discharge.
  - (b) In case of discharge of cooling water into sea, proper marine outfall shall be designed to achieve the prescribed standards. The point of discharge may be selected in consultation with concerned State Authorities/NIO.
  - (c) No cooling water discharge shall be permitted in estuaries or near ecologically sensitive areas such as mangroves, coral reefs/spaning and breeding grounds of aquatic flora and fauna.
-

## Chapter 13

### ENERGY SECURITY

#### 13.0 INTRODUCTION

To provide secure & quality power to all sectors of economy and the public in general is the priority obligation of the state. India's energy security today, from an end-user point of view, hinges primarily on the availability of petroleum products and electricity. For a developing country like India with negligible share of the global trade and a huge energy need to meet the currently unmet/suppressed demand and to fuel the aggressive growth targets necessary for poverty alleviation, energy security is a key concern. This has to be seen also in the context of the crisis that is enveloping the rest of Asia. Since growth and demand for energy, and therefore for new capacity in most of South-east Asia is much lower at the moment, India becomes a more attractive destination for investments. With the enactment of New Electricity Act, 2003, the electricity sector has been liberalized & Govt. of India is taking some policy initiatives to help build generation capacity as well as transmission base.

Energy Security in the context of the Power Sector implies assurance of the country's power supply from disruptions due to developments within and outside the country. Import of fuel is one of the most important factors affecting energy security of the country. Concerted efforts need to be made to reduce dependence on imported fuel. This would entail development and maximum possible utilization of indigenous resources for power generation and other sectors of economy. However it is seen that economic utilization of indigenous resources to the extent feasible is already being done and only the shortfall between demand and supply is being met through imports. Another factor which needs to be considered is that beyond the economically available indigenous resources, import of fuel may be more economical than further development of our resources, if possible or utilization of those technologies or fuel sources which have yet to be commercially established. Therefore a trade-off needs to be established between energy security and economics of power generation.

#### 13.1 GLOBAL SCENARIO INFLUENCING ENERGY SECURITY

India's expanding economy, growing population, rising standard of living and limited energy sources pose a serious challenge to its long-term energy security. Global factors also strongly influence the energy security related aspects of our country.

---

Firstly, the demand for energy in Asia has been growing rapidly. Since South, South-east, and East Asia are net importers of energy, anything that happens in this expanded region affects the level of energy security in India.

An important factor is the long-term change which is taking place in the international oil market. With the prospect of declining reserves in other parts of the world, the Gulf region has emerged as a major global oil supplier at present as well as in the future. Stability in this region is essential to maintain orderly and planned import of fuel from this region thereby ensuring energy security in our country.

It has been projected that oil demand and supply would almost quadruple during the period 1990 and 2020. However, based on current indications of increase in indigenous production, the level of imports in the same period would increase to eight times the 1990 levels. This poses a major challenge not only in terms of ensuring a diversification of sources to minimize the possibility of disruptions in supply arising out of various factors but also in terms of ensuring that the lifeline of supply remains uninterrupted. Dangers of terrorist actions in several spots could create serious repercussions for major importers of oil such as India. Major concern, of course, arises out of larger changes that could take place in the global oil market. More recently, at the start of this decade, the Gulf War resulted in nervousness and sudden price increase in the world market, which for a major oil importer like India would have serious economic impacts if repeated.

### **13.2 OPTIONS FOR STRENGTHENING ENERGY SECURITY**

The commercial sources of power are coal, lignite, oil, natural gas, hydro, liquid fuel and nuclear energy. Coal, lignite and nuclear fuel reserves are being exploited to the extent economically possible. Concerted efforts are being made for maximum possible realization of hydro potential. In view of the limited indigenous resources of power and the need to meet the deficit power situation, the gap in fuel requirement is being met/proposed to be met using imported fuel, both coal and gas/LNG. Even though power generation using imported fuel may be economical in certain cases, dependence on imported fuel may pose problems in energy security. Measures which need to be taken to maintain energy security are as given below:

#### **13.2.1 Hydro carbon policy/ exploration of indigenous energy resources**

The challenge of energy security requires consideration on various fronts. Efforts at a more purposeful policy for production of hydrocarbons would go a long way in providing energy security. Acquisition of oil and gas fields abroad as well as investment of equity in the development of fuel fields would also go a long way in ensuring energy security. A larger view of economic initiatives and actions would also serve India's interests. An overall economic policy has to accept the reality that the scarcity of commercial energy resources and oil, in particular, in India is an important factor which should influence the structure of the Indian economy. Consequently, continuing the expansion of those

---

activities which are highly energy intensive needs careful consideration, whereby a preference for imports rather than local manufacture would be desirable. In essence, energy security would be ensured by replacing oil imports with imports of oil- or energy-using products instead.

Fuel substitution initiatives which reduce dependence on oil imports and favor greater use of indigenous energy resources should also be preferred. Some of these changes would occur naturally if there is an import premium attached to prices of crude oil and oil products. However, this would presuppose efficiency and market responsive supply of other forms of energy. However in view of the shortage conditions being faced, inadequacy of grid supply leads to the installation of captive power generation units using large quantities of petroleum products. This is also true in the case of diesel pump-sets which are used in preference to electric pump-sets in rural areas, which generally receive very poor quality power.

### 13.2.2. Institutional initiatives

Macro policies and market-based instruments should be used effectively for ensuring high levels of energy security as mentioned above. There is also a need for institutional initiatives and innovation such as empowering *Panchayats* and municipal bodies for effective decisions and actions in the energy sector. Efforts to improve the efficiency of energy use, conversion of waste material into useful energy, and the installation of renewable energy devices would only take place if local institutions are strong enough to bring about a change in these directions. The 73rd and 74th amendments to the Constitution of India provided the framework and rationale for involving local institutions in development decisions and actions. However, very little follow-up has taken place in

**Fuel substitution initiatives which reduce dependence on oil imports and favour greater use of indigenous resources should be preferred. Nuclear power to play important role. Technology policy commensurate with Security principles shall be developed.**

terms of providing local bodies with powers to take effective action. Governments at the centre and the states need to urgently build capacity in local institutions for attaining an energy path which is sustainable and relevant for the endowment of resources at the local level. Combined with rational pricing of electricity, local initiatives, particularly in rural areas, can reduce our dependence overall on growing imports of oil and oil products.

### 13.2.3 Political Initiative

Energy security depends to a large extent on India's relations with energy/fuel suppliers, transit countries and competitors. Energy security is an issue which essentially has geopolitical and international dimensions. While realizing the constraints imposed by geopolitical realities, it is important for us to identify opportunities. The largest reserves

of gas in the world happen to occur in countries in the neighborhood of India such as Iran, the countries of Central Asia, Qatar, and the rest of the Gulf region. It is also evident that the largest markets for this gas are in South Asia. Diplomatic breakthroughs and political initiatives involving countries to both the east as well as the west of India can ensure large-scale supplies of natural gas through pipelines, that would not only provide us with greater security of supply but also large quantities of a clean fuel that would have major environmental benefits.

#### **13.2.4 Technological Development**

Another issue to be considered is that of developing a technology policy for the energy sector commensurate with the security and other considerations. Technology development in India cannot be isolated from developments in the rest of the world, but we clearly have priorities that are unique to our own situation. Guided impetus needs to be targeted towards the Research and Development programmes in the country. The main thrust of these R&D programmes is to analyze our problems and to develop solutions for them indigenously. For instance, the commercialization of coal gasification technology, CBM exploration would open up a new era in the use of indigenous coal in every sector of the Indian economy thereby implying lesser dependence on imported fuel. Similarly, the use of fly-ash for commercial purposes would provide hundreds of tonnes of useful material that could alter the construction sector in the country substantially. Similarly, with the endowment of renewable energy resources available to us, the development of sophisticated renewable energy technologies would serve the interests of India in a sustainable manner. The advent of modern information technology and the possibility of decentralized forms of energy production could provide the basis for realizing development of village-centered and village-based economy. Through these building blocks of development, the country would also be able to attain a high level of energy security. It becomes clear, therefore, that energy security is not merely a question of getting leasing rights over substantial hydrocarbon resources in other parts of the world – which, of course, is important – but if we really want a secure energy future, basic questions of indigenous development need to be answered.

On the rural front, exploitation of waste and biological energy resources could unleash vast potential of energy generation. This aspect needs to be taken at highest priority to meet the need of rural people. This would fulfill the demand of local villagers at the cost of their own resources without putting any further stress to the grid.

#### **13.2.5 Nuclear Power Generation**

Nuclear power has an increasingly important role to play in electricity generation and in providing energy security while ensuring sustainable development in view of the limited resources of power generation in the country. Today India is one of the few countries in the world and the only one among the developing countries to have achieved self reliance in all aspects of nuclear power generation, starting from the prospecting and mining of uranium, fabrication of fuel assemblies and the production of heavy water, to

---



fuel reprocessing as well as plutonium recycling. Comprehensive indigenous capability has been achieved in the entire spectrum of nuclear power and fuel cycle activities. Therefore the role of nuclear power is important as a complement to the fossil thermal generation to meet the base load demand. India is endowed with limited uranium resources but its thorium resources are vast. With a view to judiciously utilize this vast potential, a three stage programme has been envisaged. This development would go a long way in providing energy security to the country.

### 13.3 CONCLUSIONS/ RECOMMENDATIONS

1. Our goal should be to ensure reliable, affordable and environmentally sound energy supply on a long-term basis in the most secure manner. We would need not only political will and the best efforts of industry leaders and experts but also a conducive environment to tackle this issue in a systematic way. A comprehensive National Energy Policy has been prepared by the Government and a detailed strategy to achieve Energy Security has been included in the Policy.
  2. Energy security implies lesser dependence on imported fuel. A trade-off therefore needs to be established between economics and energy security during power production.
  3. Rising demand for fossil fuels adds to the energy security concerns. While India has huge sustainable coal reserves, it has only limited reserves of oil and natural gas as compared to, say, the Middle East. Concerted efforts are currently underway to step up indigenous production of oil and gas in a significant way. Fuel substitution shall be encouraged to reduce dependence on imported fuel. Efforts need to be made to increase nuclear power generation. Initiatives in science, research and engineering technology are important pre-requisites for stability, security and sustainability of the oil and gas economy.
  4. Institutional initiatives and innovations such as empowering Panchayats and municipal bodies is essential to improve efficiency of energy use, conversion of waste material into useful energy and implementation of renewable energy technologies.
  5. Competition in the domestic market could enhance availability of oil at reasonable prices, thereby ensuring energy security. Restructuring of the sector is one of the issues for creating real competition in the domestic as well as global markets. Creating one or two integrated oil majors by mergers and acquisitions could be an alternative. This will equip them with better economies of scale and operations for enhanced bargaining power and profitability.
  6. Energy security can be enhanced by supply side as well as demand side measures. While the former aims at increasing energy availability, the latter targets reduction in
-

demand through energy conservation programmes, demand restraint measures and fuel-switching options.

7. Accelerated development of hydroelectric power generation will significantly contribute towards energy security.
8. Nuclear energy is another potential resource that would need to be exploited for long-term energy security.
9. Research & Development should be taken up in problem areas towards finding indigenous solutions

\*\*\*\*\*

---

## Chapter 14

### RESEARCH AND DEVELOPMENT IN THE POWER SECTOR

#### 14.0 INTRODUCTION

Power Sector is a highly technology intensive Sector. Therefore, technology upgradation and modernisation assume an important role, especially towards realising reliability, quality of supply, economy in generation, transmission, distribution & efficient utilisation of electrical energy and for sustainable development of Power Sector.

With the large projected growth in the size of the country's power sector, it is absolutely essential to invest in R&D to reduce dependence on assistance from abroad. A comprehensive R&D agenda with a market driven approach and exploiting the existing R&D capabilities has been the basic approach. The R&D capabilities of Public/Private Sector will also be utilized to the extent possible.

#### 14.1 NEED FOR R&D INSTITUTIONS IN THE LIBERALISED ENVIRONMENT

In the context of liberalisation and globalisation of industry, there is a feeling in some quarters that due to liberalisation, the import of technology will be easy and hence the role of indigenous R&D institutions will diminish to a great extent. It is true to some extent that import of 'know-how' will be quicker and easier in the present environment but the experience in the past has shown that it was very difficult to get 'know-how' from abroad. There is reluctance for transfer of state-of-the-art technology by organisations abroad and even if this is done, it is at an exorbitant cost. However the Indian labs would be encouraged to have joint R&D efforts with foreign labs to expand the R&D horizon of the country.

In order to absorb advancements in high tech areas, an indigenous R&D base is important to facilitate understanding of the various technicalities involved while applying the same in our environment. It has also been found that creation of an R&D base has helped in getting higher technologies at considerably lower costs.

#### 14.2 R&D FACILITIES IN THE POWER SECTOR

At present, the Research & Development activities in the Power Sector are not very organised in a co-ordinated manner. Certain organisations like BHEL, NTPC, CBIP,

---

Power Grid, etc., carry out R&D activities in an isolated manner to find solutions to current problems for sustaining their system. Research organisations like CPRI, ERDA, IITs, CSIR, CDAC etc. do carry out research for finding solutions, but are limited to the extent of cooperation given by the utilities and industry. Need is felt to organize the Research & Development activities in a coordinated manner and accordingly an initiative was taken by the Government to set up a Standing Committee on Research & Development under the Chairmanship of Chairperson, CEA as described in the subsequent paras.

### 14.3 STANDING COMMITTEE ON R&D

**14.3.1** Ministry of Power constituted a Standing Committee on Research & Development (under the Chairmanship of the Chairperson, CEA and members drawn from CEA and various Power Sector PSUs, with Director General, CPRI as Member Convener) with the objective to prepare a perspective research and development plan for 15 years for the Power Sector.

**14.3.2** Key areas for R&D in the fields of generation, transmission and distribution were identified by the Standing Committee in its Report through deliberations on the inputs provided by the various Task Forces set up by the Standing Committee. The perspective Plan prepared by the Committee identifies R&D needs required to bridge the technology gaps in various sub-sectors of power sector. The research urgency has been grouped as Short term (say 5 years), Medium term (say 10 years) and Long term (say 15 years).

#### 14.3.3 Fund Requirement for National Perspective Plan:

(a) A fund requirement of Rs. 3000 crores has been indicated in the National Perspective Plan for 15 years. The break up of funds required is as under:

Sl.No.	Activity	Amount (Rs. In Crore)	
1.	Thermal Power Generation	1200	First five year: Rs. 1175 Cr. Subsequent five years : Rs. 1075 Cr. Last 5 years : Rs. 750 Cr. Total (for 15 Yrs) : Rs. 3000 Cr.
2.	Hydro Power Generation	300	
3.	Nuclear Power Generation	100	
4.	Renewable Sources	200	
5.	Transmission	700	
6.	Distribution	430	
7.	Human Resources Development	20	
8.	Infrastructure Development	50	
	<b>Total</b>	<b>3000</b>	

#### 14.3.4 Implementation of Action Plan on R&D Projects

An Action Plan was subsequently prepared in respect of prioritised R&D areas to provide a general framework for action at different levels e.g. agencies, educational institutions, research institutions, industries and utilities. Prioritised research projects were selected from the prioritised R&D areas which could be taken up on priority so as to achieve benefits in 2 to 4 years. Detailed proposals containing broadly the objectives, scope, activities/tasks, methodology, time frame, deliverables and cost benefit impact have been prepared by the lead agencies identified for each of the prioritised research projects. Task forces recommended 23 projects prepared by the various lead agencies, for consideration of the Standing Committee on R&D. The Standing Committee in its 10<sup>th</sup> meeting held in September 2005 reviewed the projects in wake of technological developments and recommended eight projects for funding, to start with. The Standing Committee in its meeting held in November 2006 has accorded financial approval to six projects with envisaged fund requirement of about Rupees 17 crore. The provision of funds to take up these R&D projects has been included in the funds requirement of CPRI, detailed in the subsequent para.

#### 14.4 R&D PROJECTS IDENTIFIED BY CENTRAL UTILITIES FOR 11<sup>th</sup> PLAN

The Committee interacted with NTPC, BHEL, PGCIL, and DSIR to find out their R&D plan for the 11<sup>th</sup> Plan period. The projects identified by Central Sector Units viz. NTPC, PGCIL, BHEL and CSIR are listed below:

14.4.1 **NTPC** has identified a few projects for inhouse research where they would involve other research institutes like BARC, CPRI, CSIR and other consulting houses. The list of projects identified by NTPC is as follows:

1. Development of Flue gas heat recovery system for a 200 MW Unit.
2. IGCC technology demonstration project.
3. Development of Automated boiler tube inspection system (robotics application).
4. On line condition monitoring of power transformers.
5. Modelling & design of natural draft cooling tower assisted flue gas dispersion.
6. Technology demonstration for suitable capacity solar (Thermal).
7. Development of 10 KW sterling engine based TDP suitable for distributed generation.

14.4.2 **Power Grid** has also identified a number of in-house projects for research which are as follows:

1. Technology Development for +/- 800 kV HVDC system for transfer of 6000 MW power from NER to NR
-

2. Aerial route survey using Air borne laser terrain (ALTM) along with National Remote Sensing Agency (NRSAR)
3. Development of High surge impedance loading line (HSIL) – 400 kV Purnea – Bihar/shariff D/C
4. Development of Fault current limiter at 400 kV level
5. Indigenization of polymer insulator
6. Specifications of suitable oil for transformer
7. Intelligent grid
8. Design of Converter transformer
9. Development of Converter transformer-less HVDC system
10. Development of 1000 / 1200 kV EHVAC
11. Residual life assessment of transmission system
12. Indigenous development of GIS
13. Real time digital simulator and studies
14. Indigenous development of high strength insulators like 320 / 420 kV AC & HVDC
15. Development of 400 kV compact line
16. Lightning mapping

**14.4.3 BHEL** has identified a few broad based projects in generation, transmission and distribution which are given as under:

1. Clean coal technologies.
2. Super critical boilers.
3. Ultra High Voltage Equipment.
4. IGBT based drives and controls.

**14.4.4** The laboratories of **CSIR** who also carry out basic and applied research have identified following in-house research programmes related to Power Sector for the 11<sup>th</sup> plan:

1. R&D on Photovoltaics and other solar energy applications (NPL, New Delhi)
  2. Energy for cleaner and greener environment (CECRI, Karaikudi).
  3. Bio energy technology: Strategy designing of *Jatropha curcas* for bio diesel (NBRI).
  4. Development of gas to liquid (GTL) processes for fuels (NCL).
  5. Hydrogen economy initiative (NCL, Pune).
  6. Development of coal to liquid (CTL) technology for synthesis of liquid from hydrocarbons (CFRI, Dhanabad).
  7. Development of a composite approach suitable for clean coal initiatives (CMRI, Dhanabad).
  8. Development of Underground coal gasification and IGCC Technology in India (CMRI, Dhanabad).
-

**14.5 R&D PROJECT PROVISIONS AND TEST FACILITIES FOR CPRI**

CPRI, Bangalore would be carrying out various in-house & collaborative research activities. An allocation of Rs. 761 crore is to be made available in 11<sup>th</sup> Five Year Plan allocation to carry out such functions & develop world class test labs along with the enabling infrastructure. The detailed break up of the proposed fund requirement is:

A	Investment on Dielectric Material, Diagnostic Testing & Simulation Techniques	Rs. 25.80 crores
B	R&D Projects (In-house, RSoP and National PowerPlan)	Rs. 61.20 crores
C	Facility addition to upgrade laboratories to test 400 kV breakers, etc.	Rs. 94.00 crores
D	Expenditure on Spill over schemes from X Plan	Rs. 36.00 crores
E	High Power Test Facility Addition and Creation of new facilities of CPRI	Rs. 514.00 crores
F	Upgradation of Ultra High Voltage Test Facility at Hyderabad	Rs. 30.00 crores
Total		Rs. 761.00 crore

**14.6 R&D PROJECTS IDENTIFIED TO BE TAKEN UP DURING 11<sup>TH</sup> PLAN**

A number of R&D projects/ areas have been identified to be taken up during the 11<sup>th</sup> Plan. The details of these projects are at **Annexure 14.1**. The funds required to take up these projects are Rs 452.5 crs. Agencies to take up these projects are yet to be identified.

**14.7 R&D BUDGET for 11<sup>TH</sup> FIVE YEAR PLAN**

The requirement of funds for R&D during the 11<sup>th</sup> Plan would be Rs. 1213.50 crore. Details of the same are as follows:

Sl No	Item	Budget (Rs in Crores)
1	R&D on Thermal & Hydro Generation, Fuels & Environment	158.50
2	Distributed Generation – R&D and Demonstration	75.00
3	Nano materials applications for power sector	100.00
4	Transmission	70.00
5	Distribution	25.00
6	New Projects yet to be identified	24.00
7	CPRI( Details in Para 14.5)	761.00
	<b>TOTAL</b>	<b>1213.50</b>

#### 14.8 CONCLUSIONS

With the high level of experienced, scientific and technical talent available in the country, the target is definitely achievable with appropriate and timely committed support by the Central Government. The strategies have to be evolved in solving existing system problems of very high T&D losses, inoperable levels of voltages and frequencies and frequent outages due to equipment failures and system collapses. Considering the tremendous growth planned for the power sector in the next decade and envisaged for the decade after, R&D Institutions in the power sector will make contributions in developing special testing techniques, performing complex system studies, acquisition and analysis of field data, trouble-shooting of network problems, providing expert consultation, dissemination of expert knowledge, participation in international standards' activities etc. This can make a very significant difference to the technical and economic aspects of the power sector.

There is an urgent need to develop the R&D facilities in the country. The measures to improve the performance of the Power Sector have been enlisted and specific thrust areas in which R&D activities need to be taken up have been identified. Certain experimental and development projects have been initiated, whereas action in respect of major thrust areas needs to be expedited.

\*\*\*\*\*

---



## Annexure 14.1

R&D PROJECTS /AREAS IDENTIFIED TO BE TAKEN UP DURING 11<sup>TH</sup> PLAN

Sl. No	Project Definition	Sector	Duration of the project	Budget (in Crores)
<b>THERMAL GENERATION:</b>				
1	Generation technology, Fuels and Environment			
2	Development of sensor systems for online fuel calorific value & unburnt carbon in ash measurement(Deployment in 5 units)	Generation Thermal	Short term	3
3	Steam Generator condition assessment model through neutron activation techniques	Generation Thermal	Long term	20
4	Development of desalination technology with LP exhaust steam/ Solar heat source (10 cubic m/hr)	Generation Thermal	Short term	16
5	Advanced RLA methodologies (Robotic based corrosion mapping system – Phased array ultrasonic technique – Hydrogen embrittlement – Remote eddy current technique – Temper embrittlement of rotors – Electromagnetic Acoustic Transducers for boiler inspection)	Generation Thermal	Long term	25
<b>HYDRD GENERATION:</b>				
6	Excavation of large size Caverns with appropriate stabilization technology	Generation Hydro	Short term	1.5
7	Soft Rock Tunnelling	Generation Hydro	Short term	1.5
8	Application of GIS / GPS in river inflow / discharge measurements, flood forecasting, etc.	Generation Hydro	Short term	1.5
<b>FUELS:</b>				
9	Combustion modeling and technologies for utilizing unburnt carbon in ash in PFB gasification	Fuel	Long term	19
10	Development of multiple feed conditioning system for biomass fired boiler	Fuel	Short term	2
11	Advanced circulating pressurized fluidized bed gasifier	Fuel	Long term	10
<b>ENVIRONMENT:</b>				
12	Technology development of flue gas desulphurization system for NE high sulphur coal through electron beam (SO <sub>2</sub> to SO <sub>3</sub> conversion)	Environment	Short Term	6
13	CO <sub>2</sub> storage in geological formations like Basalt and Sedimentary rocks	Environment	Long term	15
14	Value added products technology demonstration and 6 production centers for fly ash utilization(Production technology, state of art plant and machinery, fly ash beneficiation schemes, quality assurance measures)	Environment	Long Term	20

Sl. No	Project Definition	Sector	Duration of the project	Budget (In Crores)
15	Emission control technologies for NOx, SOx	Environment	Short Term	3
	<b>RENEWABLE ENERGY:</b>			
16	Demonstration of direct alcohol/polymer electrolyte fuel cell plant(5 kw/2kw) and exploratory work on Deep coal beneficiation and Ultra Super Critical Technology	Renewables	Short term	3
17	Demonstration of LED lighting for rural electrification of one model village	Renewables	Short term	1
18	Solar bio photovoltaic cells for generation of Hydrogen, methane using hybrid organic / inorganic system	Renewables	Long term	10
19	Development of geothermal power generation technology	Renewables	Long term	1
20	<b>DISTRIBUTED GENERATION</b>	Distributed Generation	Long term	75.00
21	<b>NANOMATERIAL APPLICATIONS FOR POWER SECTOR</b>	Material	Long term	100.00
	<b>TRANSMISSION:</b>			
22	Wide area measurements for grid protection & control	Transmission	Long term	10
23	Testing and simulation laboratory for SCADA (Complying with IEEE 61850) & demonstration projects	Transmission	Short term	7.5
24	Development of online monitoring systems for substation equipments (like transformers, breakers, CTs, etc.) to get early warning of failures	Transmission	Short term	4
25	Advanced power electronic technologies for transmission	Transmission	Long Term	48.5

Sl. No	Project Definition	Sector	Duration of the project	Budget (In Crores)
	<b>DISTRIBUTION:</b>			
26	AC / DC Micro-grid demonstration project by deploying various distributed energy resources, energy storage systems, communication systems, AMR, HVDC light, DVR, STATCOM, etc. for improving reliability and power quality	Distribution	Long term	20
27	Energy storage schemes for improving the reliability of sensitive loads	Distribution	Short term	5

**Note:** In addition to above listed projects, requirement of funds to the tune Rs. 24 crore has been envisaged for projects yet to be identified to take care of any technological advancement in near future.

## Chapter 15

### **HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT FOR POWER SECTOR**

#### **15.0 INTRODUCTION**

The goal of power supply industry is to generate electricity of right quality and quantity at an economic cost and supply to the consumers, efficiently, whenever and wherever required. The tasks involved are planning, design, engineering, procurement, handling and storing, construction, commissioning, operation and maintenance of power plants, equipment, transmission and distribution network, energy sales and collection of revenue, management of personnel and finance etc.

In view of the present situation of financial resource constraints and the Government's emphasis on economic liberalization, globalization and also opening up of the Power Sector to private participation, the Indian Power Sector is striving to achieve greater productivity, efficiency and effectiveness to its optimum level.

#### **15.1 NEED FOR TRAINING**

Power supply industry is capital intensive and employs massive manpower. The present power scenario demands a very comprehensive and pragmatic approach to attract, utilize, develop and conserve valuable human resources. Training is one of the important elements of human resource development.

Technically trained manpower is required at every stage of the above mentioned tasks, and the fast advancement of technology as discussed earlier is making every sphere of the power supply industry more and more sophisticated, requiring especially skilled engineers, supervisors, artisans, and managers etc. to run the show. Growing concern over environmental degradation and depletion of the conventional energy sources has made the task of electricity generation even more challenging and therefore quality standard of manpower is becoming increasingly essential. The technical knowledge acquired from engineering colleges, polytechnics, industrial training institutes and other technical institutions provides the basic foundation but the same needs to be supplemented with the applied engineering skills required for professional success in a particular specialty. All these skills are to be regularly updated to cope with the ever progressing and rapidly advancing technologies being introduced in the power sector where the speed of obsolescence often overtakes the rate of acquisition of particular skill and knowledge. It has been noticed that due to the introduction of more sophisticated

---

technology and automation, the Man/MW ratio is declining. The Man/MW ratio in thermal sector has been reduced from 4.71 in Sixth Plan to less than 2.0 in the Ninth Plan and is expected to go down further in the subsequent plans. The same trend follows in the Hydro Power Sector also, where the Man/MW ratio of 6.04 in the Sixth Plan has come down to 2.0 in the Ninth Plan and is expected to go down further in the subsequent plans. This indicates the increasing importance of each individual. Also, it must be noted that power sector industry is a highly capital intensive industry. Cost of installing a power plant has increased three to four times during the last decades. This necessitates the operation of the plants and equipment in the most safe and efficient manner possible to minimize the cost of generation.

Power Sector Reforms in India have gained momentum with the initiative taken by most of the State Electricity Boards (SEBs) to establish State Electricity Regulatory Commissions (SERC). The reforms will change the way the Indian Electricity Supply Industry has been functioning for the last four decades and will usher in major changes in the roles of technical/ managerial personnel at various levels of the hierarchy. As power sector reforms involve a number of complex and intricate issues, the people involved will need specific inputs in terms of knowledge and skills to enable them to play their changed roles effectively.

To achieve the above objectives, it is very important to assess the manpower engaged in the power industry and future trends in this regard (based on the assumed norms of Man/MW and capacity addition programmes) in the coming plans so that identification of important thrust areas for vital, essential and desirable training activities for the future are planned in an appropriate manner.

## 15.2 EXISTING TRAINING FACILITIES IN THE POWER SECTOR

Training is basically needed for imparting requisite skills to fresh recruits and to update the knowledge and skills of serving personnel from time to time to absorb the latest technologies and innovations.

As per Section 73 of the Electricity Act, 2003, CEA is responsible for "promoting

**Need recognised for Induction level training for new recruits, Refresher/ advanced training to existing employees and Management training to Managers**

measures for advancing the skill of persons engaged in the electricity industry"

In pursuance of the above provision in the Act and to ensure the required standard of training, CEA had issued guidelines and norms for setting up of training institutes and procedural requirements of getting recognition from CEA. Accordingly, CEA has been regularly inspecting training institutes established in the state/central/private sector Power Utilities.

### 15.2.1 Training for Nuclear Power Personnel

Due to stringent safety requirements and other national and international regulations, every employee working in the Nuclear Power Sector is exposed to a very specialized training. To meet the multi-disciplinary needs, the Department of Atomic Energy (DAE) has built up in-house training facilities both for professionals and Non-professionals at the well-established Nuclear Training Centre (NTC) at RAPS, MAPS and the BARC Training School. These Training Centres impart specialized training to their employees.

DAE has also established a 235 MW Nuclear Power Plant Simulator (Modelled after RAPS-I) to impart specialized training to their employees.

The training curriculum is reviewed critically every year and changes are incorporated both as upgradation/ updating on the basis of feed back obtained from generating plants and changes in technology.

Nuclear Power Corporation is self-sufficient in so far as the requirement of training institutions is concerned.

## 15.3 TRAINING STRATEGY

Training is needed basically for:

- Fresh personnel being inducted
- Change in technology/operating procedures/environment
- Improvement of Performance/ Skill/ attitude etc.
- Refreshing knowledge/skill

To fulfil the above needs, training of following categories of manpower has been suggested:

- Induction level training for new recruits
- Refresher/advanced training to existing employees
- Management training to the Managers

### 15.3.1 Induction Level Training

Induction level training is mandatory under Indian Electricity Rules for thermal and hydro power stations. Training is to be imparted in recognized training institutes and is of 52 weeks duration for employees (Engineers/Operators/Technicians) engaged in thermal generation. The training is of 9 months duration for engineers and 6 months for the others working in hydro power stations. Though induction level training is not mandatory for Power Systems personnel, SEBs/Utilities should provide long-term induction level training to their employees engaged in T&D with 12 months for engineers and 6 months for Operators & Technicians.

---

The induction level training is a must, since through this training the organization imparts corporate culture, discipline, responsibility, knowledge and skills to the fresh entrants. NTPC has established a well-designed system of induction level training to the fresh entrants at all levels. All the SEBs/Utilities must follow the example of induction level training as is being observed by NTPC.

### 15.3.2 Refresher/Advanced Training

The post employment training provides opportunities for personnel at the different levels of the organizations to gain new skills and to take up new responsibilities and keep pace with the advancement in technology. It is desirable that each employee of the organization must be exposed to at least two weeks refresher/ advanced training during a Plan Period (5 years). It may be one training programme of two-week duration or two training programmes of one week's duration each. Due to the fast pace of changing technology in the field of control and instrumentation and other fields like modern operation and maintenance practices, environmental protection etc., specialized courses must be organized by the SEBs/ Utilities in association with manufacturers/ vendors, consultants, academicians etc. Also, specialized programmes must be organized for improving the workmen's skill mainly in maintenance work. There are instances that equipment/systems do not perform properly after maintenance/overhaul due to poor quality of work.

Training should also be arranged for each employee on promotion/ transfer who calls for performing new/different roles and changed working conditions.

### 15.3.3 Management Training

For Non-Technical category, as per recommendation of National Training Policy (1996), Deptt. of Personnel & Training, Govt. of India, the principle of "Training for All" with a 5 year cycle for every plan is adopted.

Continuous development of Executives/Managers, especially at the transition period in their career and in the context of repeatedly changing business environment, is of utmost importance. It has been noticed that while there are a large number of capable and knowledgeable engineers available in all Divisions/Departments of the Power Sector but their managerial ability is often below the required standard. Due to the process of Reforms, Restructuring, unbundling, privatization etc. the role of managers has gained more importance and Management Programmes to develop necessary competencies among them have become essential.

Executives in Finance and Management with non-technical background should also be provided technical orientation through suitable training programmes.

It is felt that all Executives/Managers in the Power Sector must be exposed to at least two weeks management training during a Plan period of five years.

## 15.4 MANPOWER ASSESSMENT FOR FUTURE PLANS

The personnel employed in the power supply industry can be broadly classified as Technical and Non-Technical manpower.

Technical manpower comprises of technical officers, engineers, store keeping officers, research officers, chemist, information technology personnel, analyst, study assistants, operators, chargemen, technicians, welders, moulders/ turners, blacksmith, draftsmen/ tracers, engine drivers, masons, blue printers, attendants, pump operators, etc.

Non-technical manpower comprises of administrative staff, financial/accounts managers/ officers, legal adviser, personnel manager, security officers, personnel secretary, labour welfare officers, industrial relations officers, stenographers, welfare/canteen managers, cashiers, security inspectors, time-keepers, telex/ teleprinter operators, receptionist, meter readers, daftly, peon, watchman, etc.

### 15.4.1 Base Manpower

The total Manpower Technical/Non-Technical available at the beginning of the 9<sup>th</sup> Plan i.e. 01.04.1997 was of the order of the 1,061.7 thousands. During the 9<sup>th</sup> Plan a capacity addition of 19,119 MW was achieved for which an additional manpower for is estimated to be 60.9 thousands. The manpower available at the end of the 9<sup>th</sup> Plan i.e. 31.3.2002 was of the order of 989.9 thousands. This takes into account 20% reduction of personnel during the plan period due to retirement, death, change of profession etc & assumed recouping @ 7.5% during the plan period due to wastage & decommissioning etc.

The details of the total manpower available at the end of the 9<sup>th</sup> plan i.e. 31.3.2002 are given below in Table 15.1

Table 15.1

(In Thousands)

TOTAL MANPOWER AVAILABLE AT THE END OF 9TH PLAN I.E. 31.03.2002				
S.No	Category	Technical	Non-Technical	Total
1	Thermal*	98.2	34.4	132.6
2	Hydro	38.3	19.5	57.8
3	Nuclear	7.3	3.5	10.8
4	Power System(T&D)**	600.3	188.4	788.7
	Total	744.1	245.8	989.9

Note: These estimates do not include persons employed in civil construction works of power plants/ network

\* This includes steam, gas and diesel plants.

\*\* These cover EHV transmission, sub-transmission, sub-stations, load-dispatch, distribution, rural electrification, energy billing, revenue collection, audit accounts, etc.



### 15.4.2 Manpower for 10<sup>th</sup> Plan

The manpower required during the 10<sup>th</sup> Plan has been worked out considering a reduction of 20% due to retirement, death, change of profession etc. (about 4% per year) and recoupment of 7.5% due to part recruitment against retirement, death and decommissioning (about 1.5% per year). The manpower available during 10<sup>th</sup> Plan is given in Table 15.2.

Table 15.2

(In Thousands)

MANPOWER AVAILABLE DURING 10 <sup>TH</sup> PLAN			
	TECHNICAL	NON-TECHNICAL	TOTAL
Thermal	85.9	30.1	116.0
Hydro	33.5	17.1	50.6
Nuclear	6.4	3.1	9.5
Power System (T&D)	525.3	164.9	690.2
<b>Total</b>	<b>651.1</b>	<b>215.1</b>	<b>866.3</b>

Norms for the 10<sup>th</sup> Plan have been reduced on account of further technological advancements and better management of Power Supply industry with adoption of new information system as also better participation of private sector expected in the power sector during 10th Plan. The norms for manpower, additional manpower required corresponding to the actual capacity addition of 21,180 MW and the manpower likely to be available by the end of 10<sup>th</sup> Plan are given in Table 15.3 to Table 15.5 below:

Table 15.3

#### NORMS FOR MANPOWER (FOR 10<sup>th</sup> PLAN) PER MW

Sl.No.	Formation	Technical		Non-Technical	
		Central	State	Central	State
1.	<b>Thermal (Total)</b>				
	500 MW Unit	0.60	0.82	0.18	0.3
	< 500 MW Unit	0.7	1.15	0.21	0.61
	Gas/Liquid Fuel	0.35	0.36	0.11	0.17
2.	<b>Hydro</b>	1.66	1.53	0.50	0.26
3.	<b>Nuclear</b>	1.35	-	0.58	-
4.	<b>Power System</b>	1.12	-	0.30	-

Table 15.4

**ADDITIONAL MANPOWER REQUIRED DUE TO CAPACITY ADDITION OF 21,180 MW IN 10<sup>TH</sup> PLAN,  
T&D LINE LENGTH OF 8,15,000 CKT KMS & 20 CRORE CONSUMERS FOR DISTRIBUTION**

(Figures in Thousands)

Sl. No.	Formation	Technical		Non-Technical		Total	
		Central	State	Central	State	Central	State
1.	Thermal Generation						
	500 MW Unit	2.90	0.28	0.87	0.10	3.77	0.39
	Below 500 MW Unit	2.32	3.72	0.70	1.97	3.02	5.69
	Gas/Liquid Fuel	0.51	0.32	0.16	0.15	0.67	0.47
2.	Hydro Generation	5.96	3.85	1.79	0.66	7.75	4.52
3.	Nuclear	1.59	-	0.68	-	2.27	-
4.	Power System						
	Transmission(47447 ckm)*	1.38		0.37		1.75	
	Distribution - Hilly						
	- Plains	2.23		0.6		2.83	
	Sub-Total	20.11		5.38		25.49	
		23.72		6.35		30.07	
	Total	37	8.18	10.55	2.88	47.55	11.06
Grand Total							58.61

\*Combined Lines of HV, EHV &amp; UHV

Table 15.5

**TOTAL MANPOWER AVAILABLE AT THE END OF 10<sup>TH</sup> PLAN I.E. ON 31.03.2007**

(Figures in Thousands)

Sl.No.	Formation	Technical	Non-Technical	Total
1.	Thermal Generation	95.95	34.05	130
2.	Hydro Generation	43.32	19.55	62.87
3.	Nuclear	7.99	3.78	11.77
4.	Power System			
	Transmission(47,447 ckm)	27.64	8.61	36.25
	Distribution - Hilly	52.13	16.26	68.39
	- Plains	469.25	146.32	615.57
	Sub-Total	549.02	171.19	720.21
	Total	696.28	228.57	924.85

### 15.4.3 Manpower for 11<sup>th</sup> Plan

The Manpower assessment for 11<sup>th</sup> plan has been worked out in a similar manner as for 10<sup>th</sup> plan. Based on the assumed norms and additional capacity addition of about 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan, the manpower requirement has been worked out at the end of 11<sup>th</sup> plan as furnished in the following Tables 15.6 to 15.9 :

Table 15.6

#### MANPOWER AVAILABLE DURING THE 11<sup>TH</sup> PLAN AFTER CONSIDERING RETIREMENT OF 20% AND 7.5% RECOUPING ETC.

(Figures in Thousands)

Sl.No.	Formation	Technical	Non-Technical	Total
1.	Thermal Generation	83.96	29.79	113.75
2.	Hydro Generation	37.91	17.11	55.01
3.	Nuclear	6.99	3.31	10.30
4.	Power System			
	Transmission	24.19	7.53	31.72
	Distribution - Hilly	45.61	14.23	59.84
	Plains	410.59	128.03	538.62
	Sub-Total	480.39	149.79	630.18
	Total	609.25	200.0	809.25

Table 15.7

#### Norms for Manpower (for 11<sup>th</sup> Plan) per MW (10% reduction due to Technological Achievements)

Sl. No.		Technical		Non-Technical	
		Central	State	Central	State
1.	Thermal (Total)				
	500 MW Unit & above	0.54	0.74	0.16	0.27
	Below 500 MW Unit	0.63	1.03	0.19	0.55
	Gas/Liquid Fuel	0.32	0.32	0.10	0.15
2.	Hydro	1.49	1.38	0.45	0.23
3.	Nuclear	1.22	-	0.52	-
4.	Power System				
	Transmission	1 Employee for 3.83 ckm	-	30% of the Technical Manpower	-
	Distribution - Hilly	2.00 per 1000 Consumers		-do-	
	- Plains	1.00 per 1000 Consumers			

Table 15.8

**Additional Manpower required due to Envisaged Capacity Addition of 78,530 MW in 11<sup>th</sup> Plan and HV, EHV & UHV Transmission Line Lengths of about 1,28,000 Ct.kms and an estimated 16 crores Distribution Consumers.**

(Figures in Thousands)

Sl.No.		Technical		Non-Technical		Total
		Central	State	Central	State	
1.	Thermal Generation					
	> 500 MW Unit	11.37	12.7	3.4	4.6	32.07
	< 500 MW Unit	6.1	6.6	1.8	3.5	18
	Gas/Liquid Fuel	1.1	0.24	0.35	0.11	1.8
2.	Hydro	19.3	4.9	5.8	0.83	30.83
3.	Nuclear	4.1	-	1.75	-	5.85
4.	Power System					
	Transmission	33.42	-	10.0		43.42
	Distribution - Hilly	32		9.6		41.6
	- Plains	144		43.2		187.2
		209.42		62.8		272.22
	Total	251.39	24.44	75.9	9.04	360.77

Table 15.9

**Total Manpower required by the end of 11<sup>th</sup> Plan (Beginning of 12<sup>th</sup> Plan)  
i.e., on 1-4-2012**

(Figures in Thousands)

Sl.No.		Technical	Non-Technical	Total
1.	Thermal Generation	122.07	43.55	165.62
2.	Hydro Generation	62.11	23.74	85.85
3.	Nuclear	11.10	5.06	16.16
4.	Power System			
	Transmission	57.61	17.53	75.14
	Distribution - Hilly	77.61	23.83	101.44
	- Plains	554.59	171.23	725.82
	Sub-Total	689.81	212.59	902.4
	Total	885.09	284.94	1170.03

The estimated manpower required at the end of the 11<sup>th</sup> Plan works out to 1170.03 thousands. These estimates do not include persons employed in civil construction works of power plants /networks.

## 15.5 TRAINING METHODOLOGY

In view of the huge training load and advancing technologies emerging in the Power Sector, it is recommended to adopt modern and scientific training methodologies and create an infrastructure accordingly including course materials and training aids. This will result in cost and time effective training and help in further bridging the training load-infrastructure gap. Some of such training methodologies are described below:

- Through Simulators of different types suiting to the organizational/trainee's needs (i.e. through area simulator, compact simulator, generic simulator or full-scope replica simulator etc.)
- Through plant specific on-plant, on-site training at power station/sub station, manufacturer's site.
- Through personnel computer based self-learning package system.
- Through video /CDs/ films.
- Through mock up plants, models, rigs, zigs line-up panels etc.
- Through correspondence courses and distant learning packages.
- Maintenance skill development through 'Hands-on' training on actual plants, or obsolete/ redundant equipment.
- Through case studies.
- Arranging training through local languages as medium of instruction and developing course material in these languages.

## 15.6 AREAS OF CONCERN AND REQUIRED MEASURES

After carrying out a detailed analysis of various aspects of training requirements, important issues which merit attention are as follow:

### 15.6.1. Inadequate Importance to Training

Which appreciating the efforts put in by the various power utilities in this direction, it has been observed that some of the utilities have not yet set up required training institutes and necessary importance is not being given to training. Training is being considered as an unimportant activity and is taken in isolation instead of being an integral activity of the organisation. Training must be made compulsory whenever there is a change in nature of job or role of personnel due to transfer, promotion etc. Today there is a burning need to develop Training Culture in the power sector organizations.

---

### **15.6.2 Less Emphasis on In-service/Retraining of Power Sector Personnel**

Presently whatever emphasis is being given to training is to induction level training and very little emphasis is given for in- service/re-training of their personnel. Re-training is required to be planned at regular intervals to meet the specific job requirements and to enlarge the scope of technological changes. It is recommended that at least two weeks Refresher/Advanced training must be provided to each employee during a Plan period.

### **15.6.3 Introduction of Training on Attitudinal Changes/Behavioural Sciences**

The attitude of an individual plays an extremely important role in contributing to his/her performance level. Thus, in spite of availability of the best of knowledge and skill, the ability to provide desired services may still be found wanting in individuals if they are not imbued with appropriate attitudinal disposition. It has been observed that the training is presently concentrated mainly in the area of acquisition of knowledge and up gradation of skill and very little emphasis is laid on attitudinal changes/behavioural sciences. In some of the Utilities, behavioural science has achieved very good results particularly with respect to the attitudinal change of the lower category of employees. After undergoing such training the employees develop a sense of belonging to the organization.

### **15.6.4 Training in Information Technology**

Information technology has pervaded all spheres of life. Adequate training according to the job requirement should be provided in the field of Information Technology. Use of IT should be promoted and all employees should be made computer literate. As information technology is also developing very fast, the training should be dynamic in nature to ensure that knowledge and skill of people are in tune with the latest developments in the fields of IT.

### **15.6.5 Opportunities for Higher Studies**

In the interest of improving the quality of manpower and the Organisation, eligible employees may be allowed study leave for acquiring Masters/Ph.D or any relevant academic programme or Industrial training.

Also efforts of the employees to acquire knowledge/skill through part time Masters/Ph.D. Programmes should be encouraged by some suitable incentives.

### **15.6.6 Training Abroad**

Live liaison should be made with the concerned authorities to depute the eligible employees for training in the developed countries to keep them updated with the latest global developments.

---

### **15.6.7 Training of Non-Technical Officers and Staff**

It has been noticed that in the technology-centered organizations like the Power Utilities, the training of Non-technical officers and staff is often neglected/ignored. Training of Non-technical officers and staff should be done at regular intervals in the functional skills/Management areas in association with the concerned Institutes as per needs.

### **15.6.8 Inadequacy of Trainers & Insufficient Facilities for them in the Power Sector**

It has been observed that there is an inadequacy of trainers and also insufficient training facilities for them in the Power Sector. This is the important thrust area where adequate action is required to be taken both at the Central and State level.

It is preferable that except a few professionals, trainers/faculties in training Institute/Centre should be drawn from the practicing engineers/workmen from the field. Their tenure should be around three years in the training Institute/Centre after which they should go back to their respective jobs. Such a system will ensure that the trainees are exposed to the latest developments and practices.

To ensure that the right persons are engaged in Training of personnel, the profession of Trainer/ Faculty must be made attractive enough. It is suggested that the Trainers/Faculty members should be given incentives.

### **15.6.9 Non Availability of Training in Hydro Power**

Though more than 30% power comes from Hydro Power Stations, there are only six recognized Hydro Training Institute in this country along with the facilities available with Tata Electric Companies. In view of this, more specialized training institute for Hydro Power should be established immediately.

### **15.6.10 Less Emphasis for Training in Power System**

Though about 80% of the total personnel of the Power System are engaged in the area of Operation and Maintenance of Power System, very little emphasis is being given for training activity in these areas. In view of the rapid technological development in this field and introduction of higher AC and DC voltages in the grid system, greater attention is required for this discipline.

### **15.6.11 Training in Renewable and Non-conventional Sources of Energy**

Though there is a constant growth in generation of electricity from Renewable and Non-conventional sources of energy, there is no facility for training/awareness creation in this field. Steps must be taken to establish facilities to provide training and generate awareness in this field.

---

#### 15.6.12 Non Review of the Objectives of the Training Programmes

The syllabi, course contents, and duration of training should be periodically reviewed at regular intervals of about 3 years. While reviewing, observations, difficulties, suggestions of the utilities and the technological developments should be considered and suitably incorporated in the syllabus. Stress should be laid on multi-skilling i.e. training personnel (mainly workmen and supervisors) in developing skills in more than one area of specialization.

#### 15.6.13 Under Utilization of the Training Facilities

Under-utilization of the training facilities is a cause for serious concern. The best personnel are not normally spared for training either on account of non-availability of training reserves or they are being engaged on other important assignments.

All the utilities should have training reserves and make optimum utilization of the training facilities. If need be, simulator training could be imparted in two shift operation instead of making additional heavy investment in procuring simulator particularly in the thermal discipline.

#### 15.6.14 Evaluation of Training Programmes

In many of the training institutes, the training programmes are not being evaluated in a scientific manner during or at the end of the programme. Very rarely an attempt is made to measure the effectiveness of training by getting feed back on the performance of trained personnel after a specified period. In the above context, it is stated that all the training institutes should have the evaluation of training programmes by developing a suitable questionnaire/feed back mechanism.

### 15.7 CONCLUSION

In the Chapter an assessment of the requirement of Manpower has been estimated based on the 10<sup>th</sup> Plan actual capacity addition of 21,180 MW and 11<sup>th</sup> Plan capacity addition of 78,530 MW in 11<sup>th</sup> Plan along with HV, EHV & UHV Transmission Line Lengths of about 1,28,000 Ct.kms and an estimated 16 crores Distribution Consumers. Areas of concern have also been highlighted with the objective that due corrective action is taken.

\*\*\*\*\*

---



## Chapter 16

### ELECTRICAL EQUIPMENT AND KEY INPUTS

#### 16.0 BACKGROUND

For successful implementation of the power plan it is essential that Electrical Equipment and all key inputs required for implementation of the power expansion programme are made available as per the schedule of requirement of individual power projects. The timely supply of equipment and key inputs would not only help in the timely completion of the project but would also avert detrimental implications of cost over runs in case the power project is delayed on this account. This Chapter broadly deals with an assessment of requirement of Electrical Equipment for 11<sup>th</sup> & 12<sup>th</sup> Plan according to the planned generation capacity and key inputs required during these Plan periods, namely, steel, cement, EC Grade aluminium for infrastructure requirement of generating plants. Requirement of equipment for switchyard associated with generating plants has also been assessed. An assessment of fuel and funds for execution of power generation works has also been made. In this assessment the details of existing manufacturing capacity in the country and present technological status have not been taken into cognisance. It is felt that the assessment of requirement as covered in this Chapter would give sufficient input to other Ministries to enable them to plan their production targets etc. accordingly. Advance action by other Ministries to match their production capacity with the demand in 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan may also be taken.

#### 16.1 GENERATION PROGRAMME

Based on the actual capacity addition of 21,180 MW during 10<sup>th</sup> Plan, it has been assessed that the feasible capacity addition during 11<sup>th</sup> Plan is 78,530 MW & the tentative capacity addition during 12<sup>th</sup> plan is 82,200 MW. Details of 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition are given in Table 16.1:

Table 16.1

(Figures in MW)

TYPEWISE CAPACITY ADDITIONS DURING 11 <sup>th</sup> and 12 <sup>th</sup> PLAN		
Item	11 <sup>th</sup> Plan (2007-12)	12 <sup>th</sup> Plan (2012-17)
Coal/ Lignite based	54,355	40,200
Non coal based	4,242	-
Hydro	16,553	30,000
Nuclear	3,380	12,000
Total	78,530	82,200

## 16.2 ELECTRICAL EQUIPMENT

Requirement of Electrical equipment is one of the most important inputs for the development of the Power Sector. In this Chapter, an assessment has been made of the requirement of major equipments for hydro & thermal power stations. Requirement of equipment includes equipment for different units of generation plants i.e. coal handling unit, ash handling unit, cooling system etc. However requirement of nuclear power plants has not been included.

An assessment has been made of the requirement of electrical equipment corresponding to the projects planned for commissioning during the 11th plan and 12th plans.

### 16.2.1 Thermal Power Plants

Coal/lignite based plants have been categorized into categories based on the unit size, i.e., 660/800 MW, 500 MW, 300/250/210 MW class and below 200 MW. Unit size of a gas turbine module is taken as 360 MW for gas based plants.

Unit wise break up of thermal plants during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> plan are as given in **Table 16.2** below:

Table 16.2

UNIT WISE BREAK UP OF TOTAL THERMAL CAPACITY ADDITION DURING 11 <sup>TH</sup> PLAN AND 12 <sup>TH</sup> PLAN									
	660/ 800 MW (No.)	500 MW (No.)	300/250/ 210 MW (No.)	125 MW (No.)	Total No. of units (Coal/lignite)	Total MW (Coal/ Lignite)	Gas/ LNG modules (No.)	Total MW (Gas/LNG)	Total MW
11 <sup>th</sup> Plan	14	58	59	8	139	54,355	13	4,242	58,597
12 <sup>th</sup> plan	37	16	10	-	63	40,200	-	-	40,200

Requirement of electrical equipment for one unit of each category has been estimated based on which the requirement for total number of units of each category in the 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plans has been worked out.

Details of item wise requirement of total equipment for each category are as given in the **Appendix 16.1 to 16.5**. Total requirement of thermal equipment during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan is given in **Appendix 16.6**. Requirement of electrical equipment (Item wise) for switchyard associated with thermal plants during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plans is given in the **Appendix 16.7**.

### 16.2.2 Hydro Power Plants

In case of hydro plants the requirement of equipment is site specific; therefore it is not possible to draw up category-wise norms for equipment. However an assessment of equipment for each project has been worked out to assess the total requirement of equipment at hydro stations. The total requirement of Electrical and Mechanical equipment of the hydro projects expected during 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan along with the total requirement are given in **Appendix 16.8**.

### 16.3 KEY MATERIALS

Steel and cement are the key inputs needed for power projects. In case of hydro and thermal projects, the requirement of steel and cement are site specific and the civil engineering works vary from project to project depending upon the features of the projects. In case of thermal projects, the civil works would be more for a green field project than for an additional unit installed at the same site. However for the purpose of estimating the requirement, suitable consumption norms have been worked out based on the actual consumption of steel and cement for the works completed during the past and also in respect of projects under execution. In view of this, the assessment of steel and cement required for hydro and thermal projects in this Plan would be only approximate.

#### 16.3.1 Norms

The norms used for computing material inputs for power generation projects have been formulated based on details furnished by NHPC and BHEL of actual project setup. These norms are as given in **Table 16.3** below:

**Table 16.3**

(In tonnes/MW)

NORMS FOR INPUT MATERIALS FOR GENERATION PROJECTS				
Requirement of Materials/MW	Thermal		Hydro	Remarks
	Coal/Lignite Based	Non-Coal Based		
(a) Cement	150	60	956	
(b) Steel	130.61	51.6	127	
(c) Aluminium	0.5	, 0.5	0.1	Used in windows, metal cladding walls, control rooms

### 16.3.2 Material Requirement

Requirement of key materials for 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plans corresponding to generation expansion plan have been worked out as per the norms in Table 16.3 and are given in Table 16.4 & 16.5 respectively.

Table 16.4

(In Thousand Tonnes)

PROJECTED MATERIAL REQUIREMENT FOR 11 <sup>th</sup> PLAN PROJECTS					
Sl. No	Materials	Thermal (Coal based) (54,355 MW)	Thermal (Non coal based) (4,242 MW)	Hydro (16,553 MW)	Total
1.	Cement	8153	254	15825	24232
2.	Steel	7099	219	2102	9420
3.	Aluminium	27	2.1	1.6	30.7

Excluding nuclear projects

Table 16.5

(In Thousand Tonnes)

PROJECTED MATERIAL REQUIREMENT FOR 12 <sup>th</sup> PLAN PROJECTS				
Sl. No	Materials	Thermal (Coal based) (40,200 MW)	Hydro (30,000 MW)	Total
1.	Cement	6030	28680	34710
2.	Steel	5250	3810	9060
3.	Aluminium	20.1	3.0	23.1

### 16.4 FUEL REQUIREMENT

In the past, situation has arisen when the development of mines has lagged behind the development of thermal power stations. Similarly, on many occasions, the coal available at the mine sites has remained locked up because of inadequate transport facilities. This has resulted in the thermal power stations being starved of coal. This has primarily happened because the gestation period in the development of mines and even transport facilities are in some cases longer than the gestation period for setting up of thermal power stations. The development of infrastructure for the coalmines and the coal mine itself involves large investment. In the situation of scarcity of resources facing the country at present, development of mines can not be undertaken unless the demand

forecast in respect of various coal consumers is projected in advance. It therefore becomes imperative for the Power Sector to make its prospective coal requirement, over a long time horizon, known to the Department of Coal, Railways and port authorities to enable them to undertake co-ordinated development of coal mines and transport infrastructure with the coming up of thermal power stations. Assessment of fuel requirement has been carried out with this objective in view.

The coal requirement for thermal power stations depends upon the scheduled generation, quality of coal being supplied/ to be supplied and the condition of power station equipment. However the normative requirement of fuel during the terminal years of 11<sup>th</sup> Plan is summarised in **Table 16.6** below:

**Table 16.6**

<b>FUEL REQUIREMENT FOR THE TERMINAL YEAR OF ELEVENTH PLANS</b>	
<b>Fuels</b>	<b>Requirement 2011-12</b>
<b>Coal (Million Tonnes)- Domestic</b>	550*
<b>Lignite (Million Tonnes)</b>	33
<b>Gas +LNG (MMSCMD)</b>	89**

\* From domestic sources, total coal availability is expected to be 482 MT per annum by 2011-12. Accordingly, imported coal of the order of 40MT, equivalent to 68 MT of Indian coal, may have to be organised. This quantity may reduce provided production of domestic coal is increased.

\*\* 89 MMSCMD of gas requirement at 90% PLF has been projected in 2011-12. At present, the availability of gas is of the order of 40 MMSCMD and therefore not sufficient to meet the requirement of even existing plants.

## 16.5 FUND REQUIREMENT

The total requirement of funds in 11<sup>th</sup> Plan for generation projects has been assessed based on the tentative capacity addition of 78,530 MW during 11<sup>th</sup> plan and based on following assumptions given in **Table-16.7**

**Table 16.7**

	<b>TYPE</b>	<b>Cost/MW (Rs. Crore)</b>
<b>THERMAL</b>	(i)- Coal Based	4.0
	(ii)- Gas Based	3.0
<b>HYDRO</b>	(i)- Run of River	4.5 (On going Projects) 5.0 (New Projects)
	(ii)- Storage Schemes	5.5 (On going Projects) 6.0 (New Projects)
	(iii)- Pump Storage	5.0
		6.5
<b>NUCLEAR</b>		

The phasing of funds for thermal plants having capacity less than 1000 MW has been assumed as 15%, 25%, 30% & 30% respectively in four years and for thermal projects larger than 1000 MW the same has been taken as 10%, 20%, 30%, 25% & 15% in 5 year span. For hydro projects phasing has been assumed as 10%, 15%, 20%, 20%, 25% and 10% during time schedule of 6 years.

Based on above assumptions the requirement of fund for 11<sup>th</sup> plan generation schemes has been estimated as Rs.4,10,896 Crore which also includes funds for advance action for projects benefiting in 12<sup>th</sup> Plan. The requirements of the funds for transmission schemes are given in Volume-II of the report.

#### 16.6.1 CONCLUSION

In order to facilitate timely implementation of power projects, it is essential to ensure availability of equipment and material for the same. Requirement of fuel also has to be ensured for proper operation of the power plants. This would provide valuable inputs to the concerned Ministries to gear up their production capacity and programme their expansion plans accordingly.

## Appendix-16.1

**COAL/LIGNITE BASED PLANTS (660/800 MW)****REQUIREMENTS OF EQUIPMENTS FOR 660/800 MW THERMAL UNITS  
OF 11<sup>TH</sup> PLAN AND 12<sup>TH</sup> PLAN CAPACITY ADDITION PROGRAMME**

Item	Requirement for One unit of 660 MW	11 <sup>th</sup> Plan	12 <sup>th</sup> Plan	Total
		14 Units (7 Projects)	37 Units (8 Projects)	51 Units (15 Projects)
GT* 260MVA Gen V/420/√3kV Three phase bank	3	49	119	168
ST 90/45/45 MVA 132/11.5/ 11.5 kV	1	14	37	51
UT 35MVA Gen V/11.5kV	2	28	74	102
ICT 200MVA 400/132kV	-	7	8	15
Misc. Service Transformer 20 MVA 132/34.5kV	-	7	8	15
Aux. Transformer 11/3.45kV	4	56	148	204
33kV Switchgear	8	112	296	408
11 kV Switchgear	68	952	2516	3468
3.3 kV Switchgear	84	1176	3108	4284
HT Motors	146	2044	5402	7446
LT Motors	1404	19656	51948	71604
LT Transformers	32	448	1184	1632
LT MCC Panels	350	4900	12950	17850
415 V Switchgear Panel	100	1400	3700	5100
DC Battery	5	70	185	255
Battery Charger	7	98	259	357
33 kV Single Core Cable (km)	3	42	111	153
11kV Single Core Cable (km)	21	294	777	1071
11kV Multi Core Cable (km)	24	336	888	1224
3.3 kV Single Core Cable (km)	8	112	296	408
3.3 kV Multi Core Cable (km)	12	168	444	612
1.1 kV Power Cable (km)	233	3262	8621	11883
1.1 kV Control Cable(km)	367	5138	13579	18717
Emergency DG Set 1500KVA*	1	21	45	66

\* 1 no. spare GT and 1 no. spare DG may be considered for each project (2 units)

# 765/400/132 kV switchyard equipments and HT/LT Bus ducts have not been included.

## Appendix-16.2

Requirements of equipments for 500 MW thermal units for  
11<sup>th</sup> Plan and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition programme

Item	Requirement for One unit of 500 MW	11 <sup>th</sup> Plan	12 <sup>th</sup> Plan	Total
		56 Units (38 Projects)	16 Units (9 Projects)	74 Units (47 Projects)
GT* 200MVA Gen V/420/√3kV Three Phase Bank	3	212	57	269
ST 80/40/40MVA 132/11.5/11.5 kV	1	58	16	74
UT 50 MVA Gen V/11.5kV	1	58	16	74
ICT 125 MVA 400/132kV	-	38	9	47
Aux. Transformer	5	290	80	370
11 kV Switchgear	63	3654	1008	4662
3.3 kV Switchgear	66	3828	1056	4884
HT Motors	118	6844	1888	8732
LT Motors	1135	65830	18160	83990
LT Transformers	30	1740	480	2220
LT MCC Panels	287	16646	4592	21238
415 V Switchgear Panel	75	4350	1200	5550
DC Battery	4	232	64	296
Battery Charger	6	348	96	444
11 V Single Core Cable(km)	13	754	208	962
11 kV Multi Core Cable ( km)	18	1044	288	1332
3.3 kV Single Core Cable ( km)	12	696	192	888
3.3 kV Multi Core Cable (km)	8	464	128	592
1.1 kV Power Cable( km)	200	11600	3200	14800
1.1 kV Control Cable (km)	375	21750	6000	27750
Emergency DG Set 1500KVA*	1	96	25	121

\* 1 no. spare GT and 1 no. spare DG have been considered for each project (2 units)

# 765/400/132 kV switchyard equipments and HT/LT Bus ducts have not been included.



## Appendix-16.3

Requirement of equipments for 300/250/210 MW thermal units for  
11<sup>th</sup> Plan and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition programme

Item	Requirement for One unit of 300/250/210 MW	11 <sup>th</sup> Plan	12 <sup>th</sup> Plan	Total
		59 Units (37 Projects)	10 Units (6 Projects)	69 Units (43 Projects)
GT* 315MVA Gen V/237kV Three Phase	1	96	16	112
ST 55/27.5/27.5 MVA 220/6.9/6.9 kV	1	59	10	69
UT 20 MVA Gen V/6.9 kV	2	118	20	138
Misc Service Trans 10MVA 6.6/11.5	1	59	10	69
11 kV Switchgear	15	885	150	1035
6.6 kV Switchgear	96	5664	960	6624
HT Motors	93	5487	930	6417
LT Motors	1041	61419	10410	71829
LT Transformers	26	1534	260	1794
LT MCC Panels	225	13275	2250	15525
415 V Switchgear Panel	75	4425	750	5175
DC Battery	6	354	60	414
Battery Charger	6	354	60	414
11kV Single Core Cable( km)	2	118	20	138
11kV Multi Core Cable( km)	2	118	20	138
6.6kV Single Core Cable(km)	16	944	160	1104
6.6kV Multi Core Cable( km)	16	944	160	1104
1.1kV Power Cable (km)	200	11800	2000	13800
1.1 kV Control Cable(km)	400	23600	4000	27600
Emergency DG Set 1500KVA*	1	96	16	112

\* 1 no. spare GT and 1 no. spare DG have been considered for each project (2 units)

# 765/400/132 kV switchyard equipments and HT/LT Bus ducts have not been included.

## Appendix-16.4

Requirements of equipments for 125 MW thermal units for  
11<sup>th</sup> Plan and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition programme

Item	Requirement for One unit of 125 MW	11 <sup>th</sup> Plan
		8 Unit ( 5 Projects)
GT* 160MVA Three Phase	1	13
ST 55/27.5/27.5 MVA	1	8
UT 20MVA	2	16
Misc Service Trans 20 MVA	1	8
11 kV Switchgear	15	120
6.6 kV Switchgear	96	768
HT Motors	45	360
LT Motors	324	2592
LT Transformers	25	200
LT MCC Panels	17	136
415 V Switchgear Panel	75	600
DC Battery	6	48
Battery Charger	6	48
11kV Single Core Cable (km)	2	16
11kV Multi Core Cable (km)	2	16
6.6 kV Single Core Cable (km)	16	128
6.6 kV Multi Core Cable (km)	16	128
1.1kV Power Cable(km)	200	1600
1.1 kV Control Cable(km)	400	3200
Emergency DG Set 1500KVA*	1	13

\* 1 no. spare GT and 1 no. spare DG have been considered for each project (2 units)

# 765/400/132 kV switchyard equipments and HT/LT Bus ducts have not been included.

## Appendix-16.5

**GAS/LNG BASED PLANTS**Requirement of equipments for gas based thermal units for 11<sup>th</sup> Plan capacity addition programme

Item	Requirement for One module (360 MW)	11 <sup>th</sup> Plan
		13 modules (13 projects)
Gen. Transformer (2 nos. 114 MVA & 1 nos.146 MVA)	3	52
Unit Aux Transformer 20 MVA	2	26
HT Motors	13	169
LT Motors	36	468
LT Transformers	10	130
415 V Switchgear Panel	17	221
DC Battery	7	91
Battery Charger	11	143
Emergency DG Set	1	26
Gen. Circuit Breaker	6	78
6.6 kV Switchgear	31	403
HT Power Cable (km)	200	2600
LT Power & Control Cable (km)	500	6500

\* 765/400/132 kV switchyard equipments and HT/LT Bus ducts have not been included.

## Appendix-16.6

**Total Requirement of Thermal Equipment for coal, lignite and gas based plants for 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition programme**

Item	Total Requirement for Coal/ Lignite Based Plants	Total Requirement for Gas/LNG Based Plants	Total
GT	562	52	614
ST	202		202
UT	330	26	356
ICT	62		62
Misc Service Trans 20MVA	92		92
Aux. Transformer	574		574
33kV Switchgear	408		408
11 kV Switchgear	9285		9285
6.6 kV Switchgear	7392	403	7795
3.3 kV Breaker	9168		9168
HT Motors	22955	169	23124
LT Motors	230015	468	230483
LT Transformers	5846	130	5976
LT MCC Panels	54749		54749
415 V Switchgear Panel	16425	221	16646
DC Battery	1013	91	1104
Battery Charger	1263	143	1406
33kV Single Core Cable (km)	153		153
11kV Single Core Cable (km)	2187		2187
11kV Multi Core Cable (km)	2710		2710
6.6kV Single Core Cable (km)	1232		1232
6.6kv Multi Core Cable (km)	1232		1232
3.3kV Single Core Cable (km)	1296		1296
3.3kV Multi Core Cable (km)	1204		1204
HT Power Cable		2600	2600
LT Power&Control Cable (km)		6500	6500
Gen. Circuit Breaker		78	78
1.1kV Power Cable (km)	42083		42083
1.1kV Control Cable (km)	77267		77267
Emergency DG Set 1500KVA	312	26	338

## Appendix-16.7

## Requirement of Electrical Equipments for Switchyards associated with Thermal Stations

<b>A. 765 kV Switchyard Equipment-Breaker and a half scheme</b> (For projects having unit size of 800 MW)					
	Item	Requirement for one Bay	11 <sup>th</sup> Plan (1 Projects) (6 Bays )	12 <sup>th</sup> Plan (4 Projects) (24 Bays )	Total (5Projects) (30 Bays )
a.	Circuit beaker	3 nos. per 2 bays	9	36	45
b.	Isolators	4 isolators per bay	24	96	120
c.	Current Transformer	2 sets per bay	12	48	60
d.	CVT/PT	1 set per line bay & 1 set per bus bar	8	32	40
e.	Lightning arrestor	1 set per bay	6	24	30
f.	Wave Trap	2 nos. per bay	12	48	60
<b>B. 400 kV Switchyard Equipments- Breaker and a half scheme</b> (For projects having unit size of 660 MW & 500 MW)					
a.	Circuit beaker	3 nos. per 2 bays	396	117	513
b.	Isolators	4 isolators per bay	1056	312	1368
c.	Current Transformer	2 sets per bay	528	156	684
d.	CVT/PT	1 set per line bay & 1 set per bus bar	352	104	456
e.	Gapless lightning arrestor	1 set per bay	264	78	342
f.	Wave Trap	2 nos. per bay	528	156	684
<b>C. 132 KV Equipments- Main and transfer Scheme</b> (For projects having unit size of 800 MW, 660 MW & 500 MW)					
a.	Circuit beaker	1 no. per bay	270	102	372
b.	Isolators	3 isolators per bay	810	306	1116
c.	Current Transformer	1 sets per bay	270	102	372
d.	CVT/PT	1 set per line bay & 1 set per bus bar	405	153	558
e.	Gapless lightning arrestor	1 set per bay	270	102	372
f.	Wave Trap	2 nos. per bay	540	204	744

<b>D. 220 KV Substation equipment-Double main and transfer</b> (For projects having unit size of 300/250 MW & Gas modules having unit size of 360 MW )					
	<b>Item</b>	<b>Requirement for one Bay</b>	<b>11<sup>th</sup> Plan (51 Projects) (334 Bays)</b>	<b>12<sup>th</sup> Plan (6 Projects) (36 Bays)</b>	<b>Total (57 Projects) (370 Bays)</b>
a.	Circuit breaker	1 nos. per bays	334	36	370
b.	Isolators	3 isolators per bay	1002	108	1110
c.	Current Transformer	1 sets per bay	334	36	370
d.	CVT/PT	1 set per line bay & 1 set per bus bar	487	54	541
e.	Gapless lightning arrestor	1 set per bay	334	36	370
f.	Wave Trap	2 nos. per bay	668	72	740

## Appendix-16.8

Total requirement of Electrical and Mechanical equipment for hydro projects for 11<sup>th</sup> and 12<sup>th</sup> Plan capacity addition programme

No.	Equipment	11 <sup>th</sup> Plan (16553 MW)	12 <sup>th</sup> Plan (30,000 MW)	Total
<b>Hydro-Mechanical</b>				
1.	Gates & Hoist (sets)			
	(i) Radial spillway Gates	266	482	748
	(ii) Vertical Lift Gates	388	702	1090
2	Butterfly Valve (Sets)	30	54	83
3	Main inlet Valve (Sets)	111	201	311
<b>Electro-Mechanical</b>				
4	Turbine (MW)	16553	30000	46,553
5	Turbine (No.)	171	322	493
6	Digital Governors (Nos.)	171	322	493
7	Syn. Generator (MVA)	18392	33333	51,725
8	Syn. Generator(No.)	171	322	493
9	Unit Control Board (sets)	171	322	493
10	Motor & Motor Control Centres (Units)	1314	2382	3,696
11	Transformers (UAT & SST) (MVA)	220	399	619
12	Static Excitation System (Sets)	171	322	493
13	Dynamic Braking Isolators (Sets)	58	104	162
14	NG cubicle Incl. Transformer (Set)	171	322	493
15	11/13.8 kV/24kV isolated Phase Bus Ducts (IPBD) (metres)	36916	66905	103,820
16	11/13.8/24 kV CTs ( 1-Phase Units)	8860	16057	24,917
17	SAVT Cubicle (Sets)	171	322	493
18	132kV/220kV/400 kV Generator Transformer (MVA)	20231	36666	56,898
19	11kV Switchgear Boards (Units)	199	361	561
20	132kV/220kV/400 kV Outdoor switchgear (Units)			
	Circuit breaker	458	830	1,287
	Capacitor voltage transformer(CVT)	311	563	874
	EHV Voltage Transformers	155	281	436
	Lighting Arresters(LA)	930	1686	2,616
	Isolators	478	867	1,346
	EHV Current Transformers	1085	1967	3,052
21	415 V Switchgear Board Units	534	967	1,501
22	220/400 kV GIS (Bays)	129	234	363
23	EHV XLPE Cable (Km)	40	72	112
24	EHV Bus Duct (Km)	18	32	50

**APPENDIX-II**  
**NATIONAL ELECTRICITY PLAN**  
**(VOLUME-II)**  
**TRANSMISSION**

Acronyms

**Acronyms and Expansions**

ACRONYMS	EXPANSION
ABT	Availability Based Tariff
AC	Alternating Current
ADB	Asian Development Bank
AEGCL	Assam Electric Generation Company Limited
AERC	Assam Electricity Regulatory Commission
AI	All India
APDRP	Accelerated Power Development and Reform Program
APP	Atomic Power Plant
APTRANSCO	Andhra Pradesh Transmission Corporation
Aug	Augmentation
b-t-b	back-to-back
CEA	Central Electricity Authority
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
ckm	circuit kilometer
CPP	Central Power Project
CPSU	Central Public Sector Undertaking
CSEB	Chhatisgarh State Electricity Board
CTU	Central Transmission Utility
D/C	Double Circuit
DVC	Damodar Valley Corporation
EA 2003	Electricity Act 2003
EHV	Extra High Voltage
EMTP	Electro Magnetic Transient Phenomena
EPS	Electric Power Survey
ER	Eastern Region
ERC	Electricity Regulatory Commission



ACRONYMS	EXPANSION
FACTS	Flexible AC Transmission System
GETCO	Gujarat Energy Transmission Corporation
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOI	Government of India
GVA	Giga Volt Ampere
GW	Giga Watt
GWe	Giga Watt Electrical
HEP	Hydro Electric Project
HVDC	High Voltage Direct Current
ICTs	Interconnecting Transformers
ISTS	Inter State Transmission System
JV	Joint Venture
KPTCL	Karnataka Power transmission Corporation Limited
KUMPP	Krishnapattnam UMPP
kV	kilo Volt
LILO	Line In Line Out
LNG	Liquefied Natural Gas
LT	Low Tension
LTOA	Long Term Open Access
MAPP	Madras APP
MoP	Ministry of Power
MVA	Mega Volt Ampere
MVAR	Mega Volt Ampere Reactive
MW	Mega Watt
NEEPCO	North Eastern Electric Power Corporation
NEP	National Electricity Plan
NER	North Eastern Region
NHPC	National Hydro Power Corporation

ACRONYMS	EXPANSION
NLC	Neyveli Lignite Corporation
NLCPR	Non Lapsable Central Pool Resources
NPC	Nuclear Power Corporation
NPCIL	Nuclear Power Corporation of India Limited
NR	Northern Region
NTPC	National Thermal Power Corporation
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation
op	operated
PFBR	Pulverized Fuel Breeding Reactor
PFC	Power Finance Corporation
PG	Power Grid
PGCIL	Powergrid Corporation of India Limited
PLCC	Power Line Carrier Communication
PLF	Plant Load Factor
PMGY	Prime Minister Grameen Yojana
PPA	Power Purchase Agreement
PSS	Power System Stabilizer
PSU	Public Sector Undertaking
PTC	Power Trading Corporation
PTC	Power Trading Corporation
PTCUL	Power Transmission Corporation of Uttranchal Ltd
Quad	Quadrupled Bundle Conductor
R&M	Renovation & Modernisation
RAPP	Rajasthan APP
RE	Rural Electrification
REBs	Regional Electricity Boards
RL	Root Length
RLDC	Regional Load Dispatch Center
RoW	Right of Way

ACRONYMS	EXPANSION
RPCs	Regional Power Committees
S/C	Single Circuit
S/C on D/C	Single Circuit on Double Circuit towers
S/S, s/s	Sub-station, sub-station
SC	Series Compensation
SEB	State Electricity Board
SERC	State Electricity Regulatory Commission
SLDC	State Load Dispatch Center
SR	Southern Region
SRLDC	Southern Regional Load Dispatch Center
STATCOM	Static Compensation
Stg 2nd ckt	Stringing of second circuit
STOA	Short Term Open Access
STU	State Transmission Utility
SVC	Static VAR Compensation
TAPP	Tarapur APP
Tckm	Thousand circuit kilometer
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensation
TM	Twin Moose
TPS	Thermal Power Station
TSECL	Tripura State Electric Corporation Limited
UCPTT	Unified Common Pool Transmission Tariff
UHVDC	Ultra HVDC
UI	Unscheduled Interchange
ULDC	Unified Load Dispatch Center
UMPP	Ultra Mega Power Project
VAR	Volt Ampere Reactive
VLGO	Very Large Grid Operators
WR	Western Region

## ***EXECUTIVE SUMMARY***

### **1.0 INTRODUCTION**

#### **1.1 National Electricity Plan – Transmission**

As per Section 3 of the Electricity Act 2003, Central Electricity Authority (CEA) has been entrusted with the responsibility of preparing the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plans once in five years. The Act provides that the draft of National Electricity Plan has to be published inviting suggestions and objections from various stakeholders and CEA has to obtain approval of the Central Government before notifying the National Electricity Plan.

CEA prepared the Draft NEP and has made it available to all the stakeholders through its website. The Draft NEP was also discussed with the various stakeholders. This release titled 'National Electricity Plan (Volume-II) – Transmission', which covers the National Transmission Plan up to 2011-12, in its updated form takes into account the comments/ suggestions of various stakeholders on the draft document and updated generation programme as per the 'National Electricity Plan (Volume-I) - Generation' ensuring internal consistency between generation and transmission.

#### **1.2 Planned Development in Transmission**

The framework for development of power sector was set with the enactment of Electricity (Supply) Act, 1948 providing for establishment of CEA for coordinated development of Power Sector and CEA was also made responsible for formulating plans for power development and coordinating the activities of the planning agencies in relation to the control and utilization of national power resources. The Act also provided for formation of State Electricity Boards (SEBs) in the States. Thus started the process of development of transmission and distribution system for extension of benefits of electricity to semi-urban and rural areas. In 1964, for the purpose of coordinated power sector planning on a larger scale and integration

---

of State Grid systems towards optimum development and utilization of resources, the country was demarcated into five Regions viz. the Eastern Region, the North-eastern Region, the Northern Region, the Western Region and the Southern Region, and the Regional Electricity Boards were established in each of the regions for facilitating integrated operation. In 1975, Central Sector generation utilities viz. NHPC and NTPC were created to supplement the efforts of the states in regard to generation capacity. These Corporations established large regional generating stations, the benefits of which were shared by the states of the region. The construction of associated transmission system for evacuation of power as well as delivery of power to the constituent states was also entrusted to these corporations. With this, the focus of planning and development in the transmission system shifted from State Grid system to Regional Grid system. As a result, regional networks were formed and by the end of 1980's, strong regional networks came into existence.

Since the advent of the current century, the focus of planning the generation and the transmission system in the country has shifted from the orientation of regional self-sufficiency to the concept of optimization of utilization of resources on all-India basis. Generation planning studies carried out by CEA had indicated that capacity addition of 100 GW planned on all-India basis was equivalent to addition of 113 GW planned on regional basis. The resulting saving in investment in generation was much more than the incremental investment in transmission to provide a strong National Grid system, which would enable such an all-India generation planning and development.

### 1.3 Landmark Events of Development in the Power Sector

1948	Electricity (Supply) Act 1948.
1950-60	Growth of State Grids and introduction of 220kV voltage level
1964	Constitution of Regional Electricity Boards
1965-73	Interconnecting State Grids to form Regional Grid systems
1977	Introduction of 400kV voltage level
1980-88	Growth of Regional Grid Systems as associated transmission system with Central Sector generation
1989	HVDC back-to-back System

---

1990	Introduction of HVDC bi-pole line
1997	Synchronous inter-connection of ER and NER
1999	Transmission planning re-oriented towards all-India system
2000	765kV transmission line (initially charged at 400kV)
2002	Plan towards the goal of all-India National Power Grid by 2012
2003	Electricity Act 2003.
2003	Open access in transmission
2003	Synchronous inter-connection of WR with ER-NER system
2003	Bulk inter-regional HVDC transmission system
2006	Synchronous inter-connection of NR with ER-NER-WR system
2007	765kV operation of Sipat Substation

**Likely future events:**

2007	765kV operation of 765kV transmission lines
2012	± 800kV HVDC bi-pole line
2012	Synchronous interconnection of Southern region with rest of the all-India Grid

## **2.0 POLICY, GROWTH OBJECTIVES AND DEVELOPMENT PROCESS IN TRANSMISSION**

### **2.1 Act Provisions and National Electricity Policy**

The Electricity Act 2003 notified on 10<sup>th</sup> June 2003 provides the basic framework for encouraging reforms and introducing competition in the sector. The Act seeks to create liberal framework for the power sector. National Electricity Policy gives detailed guidelines and objectives for development of transmission expansion plan keeping in view orderly growth and development of the power sector, open access in transmission, and encourage private investment in transmission sector.

### **2.2 Growth Objectives**

- (1) Development of transmission system across the country so that all areas could have similar level of electricity system.

- (2) Adequate transmission system development so as to optimally utilise the hydro-thermal mix of generation resources.
  - (3) Obtaining the advantages of diversity based exchanges of power.
  - (4) National Electricity Plan prepared by the Central Electricity Authority to serve as guiding document in this process of planning and development of transmission system by CTU and STUs.
  - (5) Transmission system to facilitate trading of electricity.
  - (6) Optimum development of transmission network based on feasibility analysis and techno-economic evaluation of technology options.
  - (7) There is a need to optimize the power transmission corridors.
  - (8) Stage wise development of transmission capacity.
  - (9) The North-eastern Region of the country has hydro potential of the order of 30-35 GW most of which is yet to be developed. The bulk of NER power would be transmitted directly to NR/WR over distances exceeding 2500 km. Considering the right of way constraints in the chicken-neck area and also to conserve the over-all right of way, high capacity transmission system consisting of hybrid network of HVDC and high capacity 400kV AC / 765 kV AC would be required to be developed.
  - (10) Formation of National Power Grid is a flagship endeavor to steer the development of Power System on planned path. A strong all-India Grid would enable exploitation of unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential.
  - (11) For the full utilization of the generating capacity in the eastern part of the country, an adequate transmission system would have to be constructed within the eastern part of the country and also linking the eastern part of the country with the western, southern and northern regions.
  - (12) Continued development of Regional Grids so as to meet the transmission needs within each of the regions.
  - (13) Power delivery networks needs to be optimized in overall perspective. The endeavor should be to provide regional grid substations (preferably a 400kV grid substation) at all places where demand exceeds 300 MW.
  - (14) Development of matching transmission system at 220kV and 132kV and also the sub-transmission and distribution system.
-

- (15) The gestation period of transmission projects would have to be compressed suitably keeping in view the reduction in gestation period of generation projects and also the possibility of deviation from the National Electricity Plan, and trading of electricity under non-discriminatory open access regime.
  - (16) The procedures for forest clearances should be taken up in parallel with the regulatory procedure.
  - (17) The wind zone mapping and standard design of various types of towers and soil investigation could be done in advance so that construction time for the transmission system could be substantially reduced.
  - (18) Private sector participation should be through competitive route rather than cost plus basis.
  - (19) The availability of adequate load dispatch and communication facilities is necessary for the smooth interconnected operation of the power system.
  - (20) Efficient voice communication facilities would also be needed between the load dispatch centers and the control rooms of the various utilities.
  - (21) Emphasis on R&M programme, Residual Life Assessment and restoration efficiencies in Transmission.
  - (22) Power systems operating in synchronism should be provided with adequate defense measures
  - (23) The transmission utilities should maintain a high level of system availability by adopting best practices.
  - (24) It has been noted that there would be heavy power flow from the north - eastern and eastern parts of the country and the hydro-electric projects in the northern part of the country to other parts of the country. Thus the tariff set by the regulatory commissions should be sensitive to direction of power flow, distances and quantum of power flow.
  - (25) The transmission tariffs should encourage investment in the sector and also facilitate the development of required transmission networks.
  - (26) The transmission sector would basically be a high technology sector requiring a high order of technical skills and managerial talent. Efforts would have to be made to develop these resources.
-



- (27) The country's transmission programme should be supported by an adequate research and development effort.

### 2.3 Development Process

- (1) Development of inter-state transmission system is being done under the Central Sector. Planning of the transmission system for a particular timeframe takes into account short-term and perspective plans formulation by CEA and the generation projects being taken up for execution so as to yield benefits during the period. The inter-state transmission system is developed based on various dispatch scenarios considering the seasonal and time of day variations.
  - (2) The inter-state transmission system is evolved keeping in view the overall optimization on a National level.
  - (3) The inter-state transmission system includes inter-regional as well as intra-regional system and caters to the power evacuation, transmission and delivery to the state grid of the power from generating stations for regional as well as inter-regional benefits and also caters to the requirement of transmission system for inter-regional as well as intra-regional transfer capacity for exchanges of power on account of trading between the utilities or generating companies and utilities.
  - (4) The requirement of the transmission system is developed on the basis of the power system studies and firmed up through the Regional Standing Committees for transmission system Planning. The inter-state transmission system developed either for evacuation of the generation or for system improvement is discussed in the Standing Committees on Transmission Planning and finalized.
  - (5) After finalization of the transmission proposals in respect of regional/inter-regional transmission system by the Regional Standing Committees, POWERGRID, in its role as CTU, goes ahead with project formulation and the process of implementation. The situation is set to change towards participation of Private Sector in transmission through competitive bidding route.
  - (6) At present, a periodical review of the progress of implementation of the power evacuation scheme for a given power project is in vogue. However, more efforts are needed to address the likely operational problems that
-

would prevail, when the first unit of the power project is connected to the grid or when up-gradation of lines from lower to higher voltages are carried out. It is therefore required to identify potential operational problems, about a year before the commissioning of such schemes based on simulation studies and evolve suitable remedial measures to mitigate the identified problems. The Regional Power Committees (RPCs) have special responsibility in this.

### **3.0 TRANSMISSION PLANNING PHILOSOPHY**

- 3.1** Over the years, transmission system planning exercises were taking place on the basis of regional self-sufficiency. Development of transmission system based on this philosophy has gradually resulted in emergence of strong regional grid systems. As of now, regional grid systems, strong enough to meet the inter-state transmission needs without significant support from underlying state grid networks, are already in place. With generation planning moving towards all-India basis so as to develop the generation resources optimally, the focus in transmission planning for regional grids has shifted from regional concept to National concept. The concept has emerged in view of cost economics favouring transmission of electricity over transportation of coal, saving in investment in generation capacity (when planned on all-India basis) more than the additional investment in National Grid and savings on account of diversity in regional demand, sharing of reserves, better utilization of hydro resources and reducing operational cost.
- 3.2** With inter-regional transmission capacity of the level of 14100 MW (200 kV and above), the National Grid is now a reality. With commissioning of Tala transmission system in 2006, NR was synchronously interconnected to NER-ER-WR grid system, making NER-ER-WR-NR Grid operating synchronously. Southern Region grid is connected with Eastern and Western grids with HVDC interconnections at Gazuwaka (1000MW), Talcher-Kolar (2000MW) and Chandrapur (1000MW). Thus with the existing and planned/under implementation of high capacity AC and HVDC transmission links connecting the various regions, the transmission system development is well ahead on the road to National Grid. The goal is to make the National Grid system strong and secure by progressive harnessing of ER/NER resources on all-India basis, phased development of cross-regional transmission system and long-term perspective to address Right of Way (RoW) constraints.
-

### 3.3 Process of Transmission Development

Optimum development of growth plan requires centralized planning of the National grid and Regional grid systems. With this, the need of coordination for planning of state's transmission system requires focus mainly at the interface of regional grid power supply or power lifting points. The process to achieve this is being coordinated by the Central Electricity Authority. Steps involved in this process are:

- Preliminary proposal based on long-term perspective plan brought out by the Central Electricity Authority.
- Selecting medium-long term timeframe for detailed investigation of proposal so as to evolve the system and work out suitable schemes for implementation as per identified time schedule.
- Study of options/alternatives by the Central Transmission Utility as formulation of draft proposal on scheme supported by study brief.
- Analysis of proposal by the Central Electricity Authority based on study brief and further power system studies and formulation of agenda note for discussion in the Standing Committee(s) on Transmission Planning of the Region(s) to be benefited directly by the scheme, that is the region(s) whose beneficiaries have to pay the committed transmission charges.
- Deliberation and discussions in the Regional Standing Committee(s) on transmission planning so as to arrive at the decision in regard to the schemes to be taken up for execution.
- Concurrence by the concerned Regional Power Committees.

### 3.4 Transmission Planning Requirements, Studies and Technology Options

Transmission planning and development should aim at achieving an acceptable system performance and to facilitate comparison of options on techno-economic angle. In the planning phase, transmission requirements are evolved, based on detailed system studies supported with techno-economic studies keeping in view various state-of-the-art technological options. The studies/analysis and the options to be considered are problem-specific. The type of major system studies and technology options that are considered in the exercise are as follows:

---

**Types of Studies**

- ⇒ Power flow studies
- ⇒ Contingency Studies
- ⇒ Short circuit studies/ Fault analysis
- ⇒ Transient and long duration dynamic stability and voltage stability studies
- ⇒ Electro Magnetic transient Program (EMTP) studies
- ⇒ Techno-economic analysis
- ⇒ Investment requirements

**Technological Options**

- ⇒ 400kV AC, 765kV AC, 1000kV AC
- ⇒ HVDC/UHVDC ( $\pm 500\text{kV}$ ,  $\pm 600\text{kV}$ ,  $\pm 800\text{kV}$ )
- ⇒ Hybrid model
- ⇒ High capacity lines with multi-circuit, high conductor temperature option
- ⇒ Series compensation, dynamic reactive power compensation and FACTS

**3.5 Highlights of Transmission Planning Criteria**

The major highlights of transmission planning criteria are:

- (1) The transmission system should be planned in an integrated manner.
- (2) The optimization should include the total network including inter-state and intra-state transmission system.
- (3) The National Grid should facilitate free flow of power across the regional boundaries.
- (4) In the national approach, N-2 criteria may be adopted for testing the adequacy of transmission system from large generating complex (3000 MW or above) and multi line corridors (3 D/C lines or more), on case to case basis. Whereas, regional planning may be continued with N-1 criteria. However, while N-1 would be applied to test transmission adequacy without necessitating load shedding or rescheduling of generation during steady state operation, N-2 would be applied to test without necessitating

- load shedding but could be with rescheduling of generation during steady state operation.
- (5) Inter-regional exchanges and inter-connection capacity on account of plant mix considerations, generation shortages due to forced outages, diversity in weather pattern and load forecasting errors in regions shall also be considered in the studies.
  - (6) Inter-regional exchange with a combination of surplus and deficit scenarios for different regions maximizing surplus in surplus region and deficit in deficit region to be considered in evolving National Grid.
  - (7) The adequacy of the transmission system should be tested for different load generation scenarios corresponding to one or more of the following so as to test the scenario of maximum burden on the transmission system:
    - Summer Peak Load;
    - Summer Off-peak Load;
    - Winter Peak Load;
    - Winter Off-peak Load;
    - Monsoon Peak Load;
    - Monsoon Off-peak Load;
  - (8) Dispatch scenarios for maximizing transfer in specific inter-regional corridors should be considered to determine the adequacy of transmission system to take care of requirement of regional diversity in inter-regional export / import.
  - (9) Sensitivity in respect of generation dispatch or load demand should be studied so as to study the possibility of increased burden on transmission system.
  - (10) Size and number of interconnecting transformers (ICTs) to be planned in such a way that outage of any single unit does not overload the remaining ICTs or the underlying system.
  - (11) As a general rule, the ISTS shall be capable of withstanding and be secure against the following contingency outages:
    - (a) Withstand without necessitating load shedding or rescheduling of generation during steady state operation –
-

- Outage of a 132kV D/C line, or
  - Outage of a 220kV D/C line, or
  - Outage of a 400kV S/C line, or
  - Outage of a 400kV S/C line with series compensation, or
  - Outage of single Interconnecting Transformer, or
  - Outage of one pole of HVDC Bipole line, or
  - Outage of a 765kV S/C line without series compensation
- (b) Withstand without necessitating load shedding but could be with rescheduling of generation during steady state operation -
- Outage of a 400kV S/C line with TCSC, or
  - Outage of a 400kV D/C line, or
  - Outage of both poles of HVDC Bipole line, or
  - Outage of a 765kV S/C line with series compensation.
- (12) The above contingencies shall be considered assuming a pre-contingency system depletion (Planned Outage) of another 220kV D/C line or 400kV S/C line in another corridor and not emanating from the same substation. All the Generating Units may operate within their reactive capability curves and the network voltage profile shall also be maintained within voltage limits specified.
- For requirement of reliability, planning criteria for evacuation system for Nuclear power station that is being adopted is to consider outage of one circuit assuming pre-contingency depletion of another circuit from the same station. This is effectively N-2 without rescheduling but with no other pre-contingency.
- (13) EHV substation of 132 kV or above is to be planned with at least two transformers such that failure of one transformer shall not affect the power supply of a particular area.
- (14) Large cities with a power demand of 2000 MW or above shall also adopt N-2 criteria for supply of reliable & quality power.
- (15) Inter-regional transmission capacity should be adequate to meet outage of large machine in the importing region along with the outage of one S/C inter-regional line between the respective regions.
-

## **4.0 DEVELOPMENT OF NATIONAL GRID**

### **4.1 Initial Development**

The framework for development of power sector set in place through the Electricity (Supply) Act of 1948 providing the formation of State Electricity Boards armed with full powers to develop generation, transmission, distribution and utilisation of electricity within their respective States and the Central Electricity Authority responsible for formulating Plans for power development and coordinating the activities of the planning agencies in relation to the control and utilisation of National power resources.

### **4.2 Development of Regional Grids**

The distribution of generation resources in the country is quite uneven. The Hydro resources are predominantly located in Himalayan foothills and North-Eastern Region and the coal reserves in Bihar-Jharkhand-West Bengal area, parts of Madhya Pradesh, Maharashtra and Andhra Pradesh and lignite in Tamil Nadu and Gujarat. To overcome uneven distribution of generation resources, the concept of Regional planning in Power Sector was introduced during the 3<sup>rd</sup> Five Year Plan. Accordingly, for the purposes of power development planning, the country was demarcated into five power Regions viz. Northern, Western, Southern, Eastern and North-Eastern. In 1964, the Regional Electricity Boards were established in each of the Regions of the country for facilitating integrated operation of State Systems in the Region and encouraging exchange of power among the States.

### **4.3 Growth during the Last Quarter of the 20<sup>th</sup> Century**

The generation and transmission system development till the end of 3<sup>rd</sup> quarter of the 20<sup>th</sup> Century was essentially by the State Electricity Boards/ Electricity Departments in the States and Union Territories. Till then, while the Centre did play important role in steering the development in a planned manner through the Planning Commission, the then Ministry of Irrigation and Power and Power wing of Central Water and Power Commission. In 1975, the Central Electricity Authority was made a full-fledged organisation. In the same year, the Electricity (Supply) Act was amended to create the Central Sector generation utilities viz. National Hydroelectric Power Corporation (NHPC) and National Thermal Power Corporation (NTPC) to supplement the efforts of the States in increasing generation capacity. These corporations had also taken up development of associated transmission lines, for evacuation of power and delivery of power to the

---

beneficiary States transcending state boundaries. This gave a fillip to the formation of Regional Grid Systems and by the end of 1980s, strong Regional networks came into existence.

The second phase of initiatives taken by the Central Government includes creation of North Eastern Electric Power Development Corporation (NEEPCO) for coordinated development of Power System in the NE Region and the Power Finance Corporation (PFC) for arranging funds and providing commercial loans to Power development agencies of the Centre and States. Department of Atomic Energy and the Nuclear Power Corporation (NPC) have also been playing very important role in the Power Generation Programme. The generation of electricity was opened for Private Sector participation in 1991. Since then, even though the progress in Private Sector generation had not been as good as expected, quite a few projects have come up and a number of them are in pipeline.

#### **4.4 Emergence of Inter-Regional Systems**

In 1989, transmission wings of Central generating companies were separated to set up Power Grid Corporation of India (POWERGRID) to give thrust to implementation of transmission system associated with Central generating stations and inter-Regional transmission programme based on perspective planning done by CEA. Considering the operational regime of the various Regional Grids, it was decided to establish initially asynchronous connection between the Regional Grids to enable them to exchange large regulated quantum of power. Accordingly, a asynchronous HVDC back-to-back links between the NR and WR, between WR and SR, between ER and SR, and between ER and NR have been established.

#### **4.5 National Grid**

- 4.5.1** Formation of a strong National Power Grid has been recognized as a flagship endeavor to steer the development of Power System on planned. A strong all-India Grid would enable exploitation of unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential by providing enhanced margins in inter-regional transmission system. These margins, together with open access in transmission, would facilitate increased real time trading in electricity, resulting in supply at reduced prices to the distribution utilities and ultimately to consumers' benefit. As on today, strong Regional grids exist in all the five Regions.
-



The process of integration of the regional grids into one all- India grid has also started. The Eastern Region and the North-Eastern Region have been operating in parallel since 1992 being connected by a 220 kV double circuit transmission line and more recently by a 400 kV D/C transmission line. Western Region was interconnected to ER-NER system synchronously through 400kV Rourkela-Raipur D/C line in 2003 and thus the Central India system consisting of ER-NER-WR is operational since then. In 2006, with the commissioning of Muzaffarpur-Gorakhpur 400kV D/C line, the Northern Region was also interconnected to this system, making an upper India system having the NR-WR-ER-NER system. Thus, the Eastern, North-eastern and Western and Northern regions have already been integrated synchronously and all the regional grids, except SR, are now operating synchronously. The Southern region is also interconnected and has inter-regional transmission capacity of 4800 MW. However, as of now, all inter-regional transmission links of the Southern region are either asynchronous radial mode lines or HVDC inter-connections. Synchronous integration of the Southern region with rest of Indian grid has been tentatively programmed for the end of 11<sup>th</sup> Plan period or early 12<sup>th</sup> Plan timeframe.

**4.5.2 Tariff Issues:** The plan for National Power Grid has been identified. Implementing this Plan through the current practices in transmission business would require, apart from investment decisions and arranging finances, urgent needs for addressing transmission tariff issues relating to National Power Grid.

**4.5.3 Financing Issues:** It is also important that the finances for the Transmission Schemes of the National Grid are arranged at low cost. With focus on system reliability and building margins for open access in the transmission system, the per unit investment in transmission system at Regional and National level is set to increase considerably. This would further increase on account of harnessing remotely located Hydro resources in the Northern Region and North-Eastern Region. The impact of harnessing North-Eastern Region Hydro resources would be much more as the power would have to be transmitted across the North-Eastern and Eastern Regions to bring it to Northern/Western/Southern Regions where it can be actually absorbed. As such, the transmission charges may go up considerably.

---

#### 4.6 Programme of Development of National Grid

As on today i.e. by end of X Plan, the inter-regional transmission capacity of 14100 MW (200kV and above) is existing. The inter-regional energy exchanges of more than 12 billion kWh in a year have taken place. The XI Plan programme is to add 23600 MW of inter-regional transmission capacity together with correspondingly required intra-regional transmission systems to support the inter-regional as well as intra-regional transmission needs. The target is to achieve inter-regional capacity of about 37700 MW by the end of 11<sup>th</sup> Plan. Additional 14500 MW of inter-regional transmission capacity to be added during early 12<sup>th</sup> Plan has also been planned. This would increase the inter-regional transmission capacity to 52200 MW by 2014. Details of the above Plan is given below:

#### Details of Inter-Regional Transmission – Existing and Planned for 11<sup>th</sup> Plan: (200kV and above)

Name of System	Power Transfer Capacity (MW)				
	At the end of 9 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2001-02	Additions during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07	At the end of 10 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2006-07	Additions during 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	At the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2011-12
<b>ER-SR :</b>					
Gazuwaka HVDC back to back	500	500	1000		1000
Balimela-Upper Sileru 220kV S/C	120		120		120
Talcher-Kolar HVDC Bipole		2000	2000		2000
Upgradation of Talcher-Kolar HVDC bipole				500	500
<b>ER-SR total</b>	<b>620</b>	<b>2500</b>	<b>3120</b>	<b>500</b>	<b>3620</b>
<b>ER-NR :</b>					
Muzaffarpur - Gorakhpur 400kV D/C (Quad Moose) with TCSC		2000	2000		2000
Dehri-Sahupuri 220kV S/C	120		120		120
Sasaram HVDC back to back		500	500		500
Patna-Balia 400kV D/C quad		1600	1600		1600
Biharsharif-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
40% series comp on Biharsharif-Balia 400kV D/C quad to increase loadability				200	200
Barh-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
40% series comp on Barh-Balia 400kV D/C quad to increase loadability				200	200
Sasaram-Fatehpur 765kV S/C				2100	2100
Gaya-Balia 765kV S/C				2100	2100
Sasaram-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
<b>ER-NR total</b>	<b>120</b>	<b>4100</b>	<b>4220</b>	<b>9400</b>	<b>13620</b>
<b>ER-WR :</b>					
Rourkela-Raipur 400kV D/C		1000	1000		1000
TCSC on Rourkela-Raipur 400kV D/C		400	400		400

Name of System	Power Transfer Capacity (MW)				
	At the end of 9 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2001-02	Additions during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07	At the end of 10 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2006-07	Additions during 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	At the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2011-12
Budhipara-Korba 220kV D/C+S/C	360		360		360
Ranchi-Sipat 400kV D/C (40% SC)				1200	1200
Ranchi-Rourkela-Raipur 400kV D/C with fixed series capacitor, TCSC in parallel line				1400	1400
Ranchi - Sipat Pooling Point 765kV S/C (or 1200kV operated at 765kV) with series comp.				2300	2300
<b>ER-WR total</b>	<b>360</b>	<b>1400</b>	<b>1760</b>	<b>4900</b>	<b>6660</b>
<b>ER - NER :</b>					
Birpara-Salakati 220kV D/C	240		240		240
Malda-Bongaigaon 400kV D/C	1000		1000		1000
Bongaigaon-Siliguri 400kV D/C Quad				1600	1600
<b>ER-NER total</b>	<b>1240</b>	<b>0</b>	<b>1240</b>	<b>1600</b>	<b>2840</b>
<b>NR - WR :</b>					
Vindhychal HVDC back to back	500		500		500
Auria-Malanpur 220kV D/C	240		240		240
Kota-Ujjain 220kV D/C	240		240		240
Agra-Gwalior 765kV S/C line-1 400kV op.		1100	1100		1100
Agra-Gwalior 765kV S/C line-2 400kV op.				1100	1100
Kankroli-Zerda 400kV D/C				1000	1000
<b>NR-WR total</b>	<b>980</b>	<b>1100</b>	<b>2080</b>	<b>2100</b>	<b>4180</b>
<b>WR-SR :</b>					
Chandrapur HVDC back to back	1000		1000		1000
Barsur-L. Sileru 200kV HVDC mono pole	200		200		200
Kolhapur-Belgaum 220kV D/C	240		240		240
Ponda - Nagajhari 220kV D/C	240		240		240
Sholapur-Raichur 765kV S/C line-1 for synchronous inter connection of SR - 400kV operated				1100	1100
Narendra HVDC back-to back with Narendra-Kolhapur 400kV D/C line				1000	1000
<b>WR-SR total</b>	<b>1680</b>	<b>0</b>	<b>1680</b>	<b>2100</b>	<b>3780</b>
<b>NER/ER-NR/WR :</b>					
Biswanath Chariyali-Siliguri-Agra ± 800kV HVDC bi-pole line of 6000MW capacity with 3000MW terminal modules at Bishwanath Chariyali and Agra				3000	3000
<b>NER/ER-NR/WR total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>	<b>3000</b>
<b>TOTAL ALL INDIA</b>	<b>5000</b>	<b>9100</b>	<b>14100</b>	<b>23600</b>	<b>37700</b>

### Inter-Regional Transmission Capacity Addition Programme for early 12<sup>th</sup> Plan i.e.2012-14

Between	Name of System	Power Transfer Capacity (MW)
	<b>Additions during 2012-13, 2013-14</b>	
ER – NR	Sasaram–Fatehpur 765kV S/C 2 <sup>nd</sup> line	2100
ER – WR	Ranchi – Sipat Pooling Point 765kV S/C (or 1200kV operated at 765kV) line-2 with ser comp.	2300
NR – WR	RAPP–Nagda 400kV D/C	1000
NR – WR	Agra–Gwalior 765kV line-1 765kV operation	1000
NR – WR	Agra–Gwalior 765kV line-2 765kV operation	1000
WR-SR	Narendra HVDC back-to back with Narendra-Kolhapur 400kV D/C line	1000
WR-SR	Sholapur-Raichur 765kV S/C line-1 - 765kV Operation	1000
WR-SR	Sholapur-Raichur 765kV S/C line-2 for synchronous inter connection of SR	2100
NER/ER-NR/WR	3000MW terminal modules at Siliguri and Agra (2 <sup>nd</sup> module) on Biswanath Chariyali–Siliguri–Agra $\pm$ 800kV HVDC bi-pole line	3000
	<b>TOTAL ALL INDIA</b>	<b>14500</b>

#### 4.7 Transmission System for Evacuation of power from North-eastern Region along with power from projects coming up in Sikkim and Bhutan

4.7.1 Generation projects of 10000 MW have been envisaged during the 11<sup>th</sup> Plan and early 12<sup>th</sup> Plan in the NER, Sikkim and Bhutan. The projects are Tripura Gas (1050 MW), Bongaigaon Thermal (500 MW), Kameng HEP (600 MW), Subansiri Lower HEP (2000 MW), Siang Middle HEP (1000 MW), Tipaimukh HEP (1500 MW), Teesta- I, II, III, IV & VI HEPs in Sikkim (2700 MW), Phunatsangchu-I & II and Mangdechhu HEPs in Bhutan (2600MW). The generation from these projects would be utilized in the NER, Sikkim and remaining substantial power from these projects would need to be exported to the power deficit regions that is the Northern Region and the Western Region. In order to have an optimum system and addressing the transmission corridor constraints in the chicken neck area (the 'chicken-neck' refers to the area between Siliguri and Bidhan Nagar in West Bengal), a comprehensive transmission system has been evolved.

4.7.2 The requirement of power evacuation through the chicken neck has been estimated corresponding to the capacity of hydro projects which may be feasible to develop say in the next 20-25 years. This generation is estimated to be about 35000 MW in NER, about 8000 MW in Sikkim and about 15000 MW in Bhutan. The transmission requirement through the chicken neck works out to be of the order of

45000 MW. With  $\pm 800$ kV HVDC, each bi-pole line of 6000 MW capacity could be planned. The 400kV AC lines in the hybrid system would be each of 1500 MW transmission capacity and multi-circuit of 3000 MW transmission capacity in chicken-neck area. The total requirement including additional circuits for meeting the contingencies and reliability needs, would work out to 7 or 8 numbers of HVDC bi-pole lines and 4 or 5 numbers of 400kV double circuit lines – a total of 12 numbers of high capacity transmission corridors passing through the chicken neck. For this, RoW requirement would be about 800 m and considering minimum distance between adjacent towers to be such that fall of any tower does not affect the adjoining line, a width of about 1.5 km would be needed.

- 4.7.3 The first  $\pm 800$ kV HVDC bi-pole line has been planned from a pooling substation at Biswanath Chariyali in North-eastern Region to Agra in Northern region. This is being programmed for commissioning matching with Subansiri Lower HEP in 2011-12. The transmission line would be for 6000 MW capacity and HVDC terminal capacity would be 3000 MW between Biswanath Chariyali and Agra. In the second phase, for transmission of power from hydro projects at Sikkim and Bhutan pooled at Siliguri, another 3000 MW terminal modules would be added between Siliguri and Agra. This would be the first scheme of its kind in the world and this would be a flagship endeavor towards a quantum leap in the Indian Power System.
- 4.7.4 To supply the power from the various generation schemes catering to increasing demand within the North-eastern Region, system strengthening within the NER would also be needed. The requirement of the system strengthening would depend on trend of demand growth in the states. As the additional power supply would come from the generation projects, provision for system strengthening has been kept in each of the generation related transmission schemes.

#### 4.8 Synchronous Inter-connection of Southern Region with rest of Indian Grid

Synchronous integration of the Southern region with the rest of Indian grid has been under consideration. The proposal has since been firmed up and it is planned to connect SR and WR synchronously through two numbers of 765kV S/C lines between Sholapur and Raichur. The two lines together would have total transmission capacity of the order of 4200 MW and are expected to be completed during early 12<sup>th</sup> Plan period. In addition, another HVDC link of 1000 MW capacity between Narendra (SR) and Kohlapur (WR) has also been planned for

---

early 12th Plan period. Implementation of the above inter-regional transmission system between SR and WR has been planned matching with Krishnapattanam Ultra Mega generation project

#### **4.9 Transmission System for Ultra Mega Power Projects**

Ultra Mega Power Projects (UMPP) of 4000 MW each are being steered for speedy implementation so as to materialize by the end of 11<sup>th</sup> Plan/early 12<sup>th</sup> Plan. The impact of the Ultra Mega Projects on the inter-regional transmission requirement has been assessed to ensure that the transmission system planned with other generation schemes retains its utility with Ultra Mega Projects also.

### **5.0 PROJECTED REQUIREMENT OF INTER-REGIONAL TRANSMISSION OF POWER**

**5.1** Development Plan for National Grid System for a perspective scenario requires assessment of power exchange needs, based on which transmission expansion plan could be worked out. Power exchange needs would depend upon the projected scenario of surpluses and deficits in various regions taking into account the regional plans of generation capacity additions and growths in demand. The inter-regional exchange needs would vary from season to season as well as during the peak and off peak periods of the day. Therefore, the possible scenarios of regional surpluses and deficits corresponding to various operating conditions are projected and extreme dispatch conditions considered for determination of transmission expansion plan.

#### **5.2 Assessment of Inter-Regional Power Exchange Requirements**

For assessing the inter-regional power exchange requirements, the possible scenarios of regional surpluses and deficits corresponding to each year upto the end of 11th Plan (i.e. each year upto 2011-12) has been projected for the peak and off-peak conditions of winter, summer and monsoon months. The projection, based on the programme of generation and anticipated demand, aims at estimating the transmission requirement at the inter-regional level. The National grid system evolved on this projection would provide a robust transmission system that would be able to cater to the needs of various feasible operating scenarios and also provide required margins to support market oriented power exchanges.

---

### 5.3 Generation Programme

All-India generation capacity existing in the beginning of 10<sup>th</sup> Plan was 103.7 GW. About 22.1 GW has been added during the 10<sup>th</sup> Plan period (including 1020 MW from Tala in Bhutan), and the programme is to add 78.5 GW during 11<sup>th</sup> Plan. Region-wise generation capacities by the end of 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plans are given in the following tables.

	Addition During X Plan			Capacity at the End of X Plan		
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total
NR	4296	3111	7407	12795	22688	35483
WR	2545	3749	6294	6887	30192	37079
SR	920	3224	4144	10788	19434	30222
ER**	1020	3080	4100	3834	16815	20649
NER	125	104	229	1226	1244	2470
All India	8906	13268	22174**	35530	90373	125903

\*\* Expected addition of 22174 MW during X Plan includes 1020 MW of import from Tala HEP in Bhutan and excludes 26 MW addition in Islands (21180 MW in X Plan in India, + 1020(from Tala) – 26(Islands) = 22174)

	Addition During XI Plan(Programmed)			Capacity at the End of XI Plan		
	Hydro	Thermal	Total	Hydro	Thermal	Total
NR	8769	13590	22359	21564	36278	57842
WR	1170	18366	19506	8057	48528	56585
SR	1217	13301	14518	12005	32735	44740
ER	2673	15190	17863	6507	32005	38512
NER	2724	1560	4284	3950	2804	6754
All India	16553	61977	78530	52083	152350	204433

### 5.4 Projections of Availability, Demand and Deficit/Surplus

Based on above programme, Region-wise projections of Projected Availability, Demand and Deficit/Surplus have been detailed in the following tables:

## Season-wise peak / off-peak availability and demand scenarios for 11th Plan end i.e. 2011-12

Winter	
Regions	
Northern	
Western	
Southern	
Eastern	
North-Eastern	
Total	

Winter Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
29782	32767	-2985
42147	34041	8106
30031	26103	3928
27657	10946	16711
2638	1862	776
132256	105718.5	26537

Winter Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
36251	46810	-10559
45528	50275	-4747
33676	35426	-1749
30449	15998	14451
4218	2660	1558
150122	151169	-1047

Monsoon	
Regions	
Northern	
Western	
Southern	
Eastern	
North-Eastern	
Total	

Monsoon Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
45394	32767	12627
43826	36659	7169
32203	26103	6100
27699	10946	16953
5658	1862	3796
154982	108337	46645

Monsoon Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
45394	42129	3265
45598	47133	-1535
34648	33561	1087
29389	14314	15075
5658	2394	3264
160686	139531	21155

Summer	
Regions	
Northern	
Western	
Southern	
Eastern	
North-Eastern	
Total	

Summer Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
38407	42129	-3722
43758	36659	7099
30817	26103	4714
27453	10946	16507
4613	1862	2751
145049	117699	27350

Summer Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
40564	45674	-5310
46334	52370	-6036
34462	37290	-2828
30244	15998	14246
5403	2660	2743
157007	154192	2815



## **6.0 X PLAN PROGRAMME**

**6.1** At the end of IX Five-Year Plan, corresponding to the total installed generation capacity of 105 GW as on 31<sup>st</sup> March 2002 and peak demand of 73 GW, the transmission system in the country at 765/HVDC/400/230/220/132/110 kV stood at 257 thousand circuit kilometers (Tckm) of transmission lines and 292 GVA of substation capacity. The corresponding sub-transmission system and distribution system stood at 302 Tckm and 115 GVA at 66/33/22kV, 1758 Tckm at 15/11/6.6/3.3/2.2kV, 176 GVA of distribution transformers and 3680 Tckm of LT lines.

**6.2** Considering the shortages (12.6% in peaking and 7.5% in energy) as at the end of 9<sup>th</sup> plan and to meet the demand as forecasted by the 16<sup>th</sup> EPS, the generation capacity addition requirement for the X Plan was assessed to be 57 GW. However, taking into account the resource constraints and factoring that the demand growths was likely to be less than the 16<sup>th</sup> EPS projections, a moderated capacity addition programme of 41 GW comprising 14.4 GW of hydro, 25.4 GW of thermal and 1.3 GW of nuclear was fixed as the target for the X plan. Based on the list of generation projects corresponding to this programme of 41 GW, transmission requirements at 132 kV level and above including the power evacuation system as well as network strengthening were identified. This transmission programme became the basis for taking up detailed planning exercise and finalizing of their transmission development programme by the Central Transmission Utility and the State Transmission Utilities. The actual generation capacity addition during 10<sup>th</sup> Plan has been at variance with respect to the 41 GW plan. Accordingly, the actual 10<sup>th</sup> Plan transmission programme has also been at variance.

### **6.3 Development of HVDC Systems during X Plan**

Talcher – Kolar HVDC  $\pm$  500kV Bipole of 2000 MW capacity, Sasaram HVDC back-to-back of 500 MW capacity and Gazuwaka HVDC back-to-back second module of 500 MW capacity were added during the X Plan.

### **6.4 Development of 765kV Systems during X Plan**

Currently, all of the 765 kV systems in the country are operated at 400kV. The 765kV bus at Sipat S/S has been charged at 765kV, the transmission line from Sipat to Seoni, would be commissioned in 2007 and would be operated at 765kV, thus setting a new milestone in development of transmission system in the country.

---

## 6.5 Development of National Grid during the 10<sup>th</sup> Plan

At the end of the 9<sup>th</sup> Plan, the inter-regional transmission capacity at 200 kV and above was 5000 MW. During the X Plan, additional 9100 MW of inter-regional transmission capacity has been added taking the total inter-regional transmission capacity at 200kV and above level to 14100 MW by the end of X Plan.

## 6.6 Summary of X Plan Transmission Programme

Summary of 10<sup>th</sup> Plan transmission achievements (up to 31<sup>st</sup> March 2007), is tabulated below:

Transmission System Type / Voltage Class	Unit	As at the end of IX Plan i.e. March 2002	Addition during X Plan i.e. 2002-07	As at the end of X Plan i.e. March 2007
<b>TRANSMISSION LINES</b>				
(a) 765 kV	ckm	971	733	1704
(b) HVDC $\pm$ 500kV Bipole	ckm	3138	2734	5872
(c) 400 kV	ckm	49378	26344	75722
(d) 230/220kV	ckm	96993	17636	114629
(e) HVDC 200kV Monopole	ckm	162	0	162
<b>Total of (a), (b), (c), (d) &amp; (e)</b>	<b>ckm</b>	<b>150642</b>	<b>47447</b>	<b>198089</b>
<b>SUBSTATIONS</b>				
(a) 765 kV	MVA	0	2000	2000
(b) 400 kV	MVA	60380	32562	92942
(c) 230/220 kV	MVA	116363	40134	156497
<b>Total of (a), (b) &amp; (c)</b>	<b>MVA</b>	<b>176743</b>	<b>74696</b>	<b>251439</b>
<b>H V D C</b>				
(a) Bi-pole link capacity	MW	3000	2000	5000
(b) Back-to-back capacity	MW	2000	1000	3000
(c) Mono-pole link capacity	MW	200	0	200
<b>Total of (a), (b) &amp; (c)</b>	<b>MW</b>	<b>5200</b>	<b>3000</b>	<b>8200</b>

## **7.0 XI PLAN PROGRAMME**

**7.1** In transmission system development in the country, the focus of XI Plan programme is formation of the National Power Grid. A strong all-India Grid would enable exploitation of unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential. The transmission capacity together with the margins provided for required redundancies as per planning criteria would provide a reliable transmission system. This would meet the firm transmission needs and, with open access in transmission, would facilitate increased real time trading in electricity, leading to market determined generation dispatches thereby resulting in supply at reduced prices to the distribution utilities and ultimately to the consumers. Development of National Grid has been necessitated by the large thermal generation potential in eastern part of the country, and equally large hydro generation potential in the northeastern part. It has also been spurred by the opportunity provided by open access, variation in hydrology / hydro potential and diversity of load across the country.

### **7.2 Evolving the Perspective Transmission System for XI Plan**

**7.2.1** Identification of 11<sup>th</sup> Plan transmission expansion plan was done based on Power System Studies corresponding to the scenario at the end of 11<sup>th</sup> Plan. The implementation programme was subsequently worked out keeping in view identification of projects, schemes and transmission elements that should be implemented matching with programme of generation capacity addition and load growth on yearly basis up to 2011-12. Timely development of transmission network requires firming-up of the specific schemes and proposals, particularly in respect of inter-state transmission system, which need to be done at least 5 years ahead of the target date of completion. Meeting this requirement, most of the 11<sup>th</sup> Plan schemes have already been identified, discussed in the Regional Standing Committees on Transmission Planning, finalized, scheme formulated and process of investment approval initiated. Investment approvals for some of the schemes have already been obtained and have taken off into the construction stage.

**7.2.2** The above process was adopted to evolve the inter-state transmission system for the 11<sup>th</sup> Plan. Of the evolved system, most of the transmission system has been firmed up in consultation with the stakeholders through the process of discussions

---

in the Regional Standing Committees on Transmission Planning. A few schemes are under final stages of firming-up.

### 7.3 Inter-Regional Transmission Capacity Programme

It is planned and programmed to add inter-regional capacities of 23600 MW, at 220kV and above level, during the XI Plan period. This would increase the total inter-regional transmission capacity of National Power Grid to 37700 MW by end of XI Plan i.e. 2011-12.

### 7.4 Transmission Schemes for Power Evacuation

#### 7.4.1 The transmission schemes for power evacuation and regional system strengthening corresponding to additional generation capacity of the following 11<sup>th</sup> Plan Central sector generation projects have already been identified and mostly firmed up:

**Northern Region:** Koldam HEP (800 MW), Parbati-II HEP (800 MW), Parbati-III HEP (520 MW), Chamera- III HEP (231 MW), Uri-II HEP (240 MW), Rampur HEP (412 MW), Tehri-II PSS HEP (1000 MW), Koteshwar HEP (400 MW), Lohari Nagpala HEP (600 MW), Tapovan Vishnugarh HEP (520 MW), RAPP U 5&6 APP (440 MW), Sewa-II (120 MW), Nimboo Bazgo (45 MW), Chutak (44 MW), Lakhwar Vyasi (420 MW), Kotlibhel st-IA (195 MW), Kotlibhel st-IB (320 MW), Karcham Wangtoo (1000 MW) and Barsinghsar+Extn. (2x250 MW), Badarpur Ext(1000 MW), Jhajjar TPS-Delhi (1500 MW) and Dadri-Ext (1000 MW).

**Western Region:** Sipat-II+I (1000 + 1980 MW), Kawas-II (725 + 575 MW) and Gandhar-II (725 + 575 MW), Bhilai JV TPS (2x250 MW) and Korba-III (500 MW).

**Southern Region:** Kudankulam U1&2 (2000 MW), PFBR (500 MW), Kaiga U3&4 (220 + 220 MW), Neyveli TPS II (500 MW), Chennai JV (1000 MW) and Tuticorin JV (1000 MW).

**Eastern Region:** North Karanpura (1980 MW), Maithon RB (1000 MW), Barh (1980 MW), Teesta Low Dam III & IV (292 MW), Teesta IV (495 MW), NabiNagar JV Rlws. (1980 MW), Kahalgaon-II

(1000 MW), Mejia U6 (250 MW), Bokaro Ext (500 MW), Koderma (1000 MW) and Farakka-III (500 MW), Mejia Extn (1000 MW), Raghunathura (1000 MW) and Durgapur Steel TPS(1000 MW).

N. Eastern Region: Kameng HEP (600 MW), Ranganadi II (130 MW), Dikrong HEP (110 MW), Tripura Gas (750 MW) and Subansiri Lower HEP (2000 MW).

**7.4.2** Most of these transmission schemes are firmed-up and some are already under execution and some are in process of taking-up. A few schemes particularly those associated with generation projects identified relatively recently and being programmed for commissioning towards end of the XI plan, are yet to be firmed-up and if necessary, may be suitably modified or changed during the process of firming up. A few transmission schemes, particularly those required for completion towards the last years of the 11<sup>th</sup> Plan, are yet to be finalised. These include evacuation system and regional system strengthening schemes corresponding to those newly identified generation projects. These generation projects are Mauda (1000 MW) in Western Region, Simhadri Ext (1000 MW) in Southern Region, Chandrapur (500 MW), Barh-II (1320 MW) in Eastern region and Bongaigaon (750 MW) in NER.

**7.4.3** Transmission schemes for 11<sup>th</sup> Plan generation capacities under the State sector and the Private sector have also been tentatively evolved. These transmission schemes are required to be firmed up by the State transmission utilities.

## **7.5 Growth in 765kV Transmission System during 11<sup>th</sup> Plan Period**

Growth in 765kV transmission lines during 11<sup>th</sup> Plan period is expected to be from 1704 ckm at the end of 10<sup>th</sup> Plan to about 7132 ckm by end of 11<sup>th</sup> Plan. 765kV substation transformation capacity would increase from 2000 MVA at the end of 10<sup>th</sup> Plan to 53000 MVA by end of 11<sup>th</sup> Plan.

## **7.6 Growth in HVDC Transmission System during 11<sup>th</sup> Plan Period**

Two HVDC Bipoles are planned for 11<sup>th</sup> Plan period. These are Balia –Bhiwadi 500kV HVDC Bipole system and Biswanath – Agra  $\pm$ 800kV HVDC Bipole system.

---

## 7.7 Transmission System Development – Programme for XI Plan

The following table gives the transmission system in the country at achieved at the end of VIII, XI and X Plan periods and targets for the end of XI Plan:

<b>CUMULATIVE GROWTH IN TRANSMISSION SECTOR AND PROGRAMME FOR ELEVENTH PLAN</b>						
		Unit	At the end of VIII Plan ie March 1997	At the end of IX Plan ie March 2002	At the end of X Plan ie March 2007	Target at the end of XI Plan ie March 2012
<b>TRANSMISSION LINES</b>						
			VIII Plan	IX Plan	X Plan	XI Plan
765 kV	ckm	409	971	1704	7132	
HVDC +/- 500 kV	ckm	3138	3138	5872	11078	
HVDC 200kV Monopole	ckm	0	162	162	162	
400 kV	ckm	36142	49378	75722	125000	
230/220 kV	ckm	79601	96993	114629	150000	
Total Transmission Line	ckm	119290	150642	198089	293372	
<b>SUBSTATIONS</b>						
			VIII Plan	IX Plan	X Plan	XI Plan
HVDC BTB	MW	1500	2000	3000	3000	
HVDC Bipole+Monopole	MW	1500	3200	5200	11200	
Total HVDC Terminal Capacity	MW	3000	5200	8200	14200	
765 kV	MVA	0	0	2000	53000	
400 kV	MVA	40865	60380	92942	145000	
230/220 kV	MVA	84177	116363	156497	230000	
Total AC Substation Capacity	MVA	125042	176743	251439	428000	

## 7.8 Fund Requirement for Transmission System Development and Related Schemes During 11<sup>th</sup> Plan Period

Total Fund requirement for transmission system development and related schemes has been estimated as following:

	Rs Crores
Central Sector	75000
State Sector	65000
<b>TOTAL</b>	<b>140000</b>

## 8.0 RESPONSE TO SUGGESTIONS AND COMMENTS ON DRAFT NATIONAL ELECTRICITY PLAN – TRANSMISSION

Draft National Electricity Plan – Transmission was circulated to all the stakeholders and was also discussed at regional standing committee forums. The comments and suggestions received on the Draft National Electricity Plan – Transmission, and our response to the same is included in the National Electricity Plan (Volume-II) – Transmission. The comments and suggestions were received from the following utilities and individuals:

- Assam Electricity Regulatory Commission
- Tripura Electricity Regulatory Commission
- Kerala State Electricity Regulatory Commission
- Government of Assam – Department of Power (Electricity)
- Assam State Electricity Board
- Meghalaya State Electricity Board
- Tripura State Electricity Corp. Ltd.
- Damodar Valley Corporation
- Bihar State Electricity Board
- Himachal Pradesh State Electricity Board
- Power Transmission Corporation of Uttaranchal Ltd.
- Rajasthan Rajya Vidyut Prasarn Nigam Ltd.

- Gujarat Energy Transmission Corporation Ltd.
- Chhattisgarh State Electricity Board
- Transmission Corporation of Andhra Pradesh Ltd. (APTRANSCO)
- Karnataka Power Transmission Corporation Ltd.
- Power Grid Corporation of India Ltd
- National Thermal Power Corporation Ltd
- Nuclear Power Corporation of India Ltd
- North Eastern Electricity Power Corp. Ltd.
- Mr. A. Raja Rao, Bangalore
- Reliance Energy Ltd.
- PTC India Ltd.

The comments were on issues relating to planning philosophy, criteria and issue specific matters, and also on details of generation programme and transmission programme.



## Chapter 1

# INTRODUCTION

### 1.1 National Electricity Plan – Transmission

As per Section 3 of the Electricity Act 2003, Central Electricity Authority (CEA) has been entrusted with the responsibility of preparing the National Electricity Plan in accordance with the National Electricity Policy and notify such plans once in five years. The Act provides that the draft of National Electricity Plan has to be published inviting suggestions and objections from various stakeholders and CEA has to obtain approval of the Central Government before notifying the National Electricity Plan. The following process has since been completed:

1. Central Government has notified the National Electricity Policy.
2. Central Electricity Authority prepared a 'Draft National Electricity Plan – Generation', covering generation programme up to the end of 11<sup>th</sup> plan i.e. 2011-12 and invited suggestions and objections from the stakeholders.
3. Central Electricity Authority prepared a 'Draft National Electricity Plan – Transmission', covering Transmission Program up to the end of 11<sup>th</sup> plan i.e. 2011-12 and invited suggestions and objections from the stakeholders.
4. Comments on the 'Draft National Electricity Plan – Transmission' were received from various utilities and stakeholders. The Draft Plan was also discussed in Regional meetings.
5. CEA prepared an updated 'National Electricity Plan (Volume-I covering Generation and Volume-II covering Transmission)'.

This release titled 'National Electricity Plan (Volume-II) – Transmission', which covers the National Transmission Plan up to 2011-12, in its updated form takes into account the comments/ suggestions of various stakeholders on the draft document and updated generation programme as per the 'National Electricity Plan (Volume-I) - Generation' ensuring internal consistency between generation and transmission.

---

## **1.2 Planned Development in Transmission**

- 1.2.1** At the time of Independence, power systems in the country were essentially isolated systems developed in and around urban and industrial areas. The highest transmission voltage at the time was 132 kV. The framework for development of power sector was set with the enactment of Electricity (Supply) Act, 1948 providing for establishment of CEA for coordinated development of Power Sector and CEA was also made responsible for formulating plans for power development and coordinating the activities of the planning agencies in relation to the control and utilization of national power resources. The Act also provided for formation of State Electricity Boards (SEBs) in the States. The SEBs were responsible for development of generation, transmission, distribution and utilization of Electricity in their respective States. The objective of development was to have a coordinated process towards an integrated system.
- 1.2.2** Thus started the process of development of transmission and distribution system for extension of benefits of electricity to semi-urban and rural areas. The systems around urban and industrial areas grew into full-fledged State Grid systems. In 1964, for the purpose of coordinated power sector planning on a larger scale and integration of State Grid systems towards optimum development and utilization of resources, the country was demarcated into five Regions viz. the Eastern Region, the North-eastern Region, the Northern Region, the Western Region and the Southern Region, and the Regional Electricity Boards were established in each of the regions for facilitating integrated operation of state systems and encouraging exchange of power among the states. For the purpose, inter-state lines were planned which were treated as Centrally sponsored schemes.
- 1.2.3** In 1975, Central Sector generation utilities viz. NHPC and NTPC were created to supplement the efforts of the states in regard to generation capacity. These Corporations established large regional generating stations, the benefits of which were shared by the states of the region. The construction of associated transmission system for evacuation of power as well as delivery of power to the constituent states was also entrusted to these corporations. With this, the focus of planning and development in the transmission system shifted from State Grid system to Regional Grid system. As a result, regional networks were formed and by the end of 1980's, strong regional networks came into existence.
-

- 1.2.4** In 1989, the transmission wings of these Central Generating companies were separated to set up Power Grid Corporation of India (POWERGRID) to give thrust to implementation of transmission system associated with Central generating stations and intra-Regional transmission programme based on perspective planning done by CEA. A few inter-regional links were also planned and developed to facilitate exchange among the various regions. However, these inter-regional links were planned for emergency assistance and transfer of operational surplus between the regions in a limited manner only. The operational mechanism including resource planning as well as grid operation and consequently the operational frequencies of various regions continued to be Region-specific. Hence, as the operational frequencies of the regions were different, the power exchanges through AC lines could take place only in a limited manner through radial mode operation. To facilitate inter-regional exchanges between asynchronously operating regional grids, HVDC back-to-back links were developed. This included 500 MW link between Northern and Western Region at Vindhyachal, 1000 MW Western and Southern Region link at Bhadravati and 500 MW between Eastern and Southern Region link at Gazuwaka. By the end of the century, inter-regional capacity of 3800 MW, consisting of 2000 MW of HVDC back-to-back and 1800 MW of radial mode AC lines of 220 kV, existed in the country. In addition, 12nos. of 132kV inter-regional circuits also existed.
- 1.2.5** Since the advent of the current century, the focus of planning the generation and the transmission system in the country has shifted from the orientation of regional self-sufficiency to the concept of optimization of utilization of resources on all-India basis. Generation planning studies carried out by CEA had indicated that capacity addition of 100 GW planned on all-India basis was equivalent to addition of 113 GW planned on regional basis. The resulting saving in investment in generation was much more than the incremental investment in transmission to provide a strong National Grid system, which would enable such an all-India generation planning and development. The advantages of National grid system were known much earlier. In fact, the vision towards the development was already foreseen by the founders of our country who had mandated the same in the Electricity (Supply) Act 1948 itself. However, as every level in a hierarchical system derives its strength from the layer beneath, the National Grid system had to wait till emergence of strong Regional systems. Nevertheless, the change in planning philosophy towards a National system has started showing the development on the ground. In just about 4-5 years since the beginning of the new era, the inter-regional capacity has more than tripled.
-

### 1.3 Landmark Events of Development in the Power Sector

Development of the transmission network has been done in tandem with growth in generation capacity. The growth in transmission system is characterized by the physical growth in transmission network as well as introduction of higher transmission voltages and new technologies for bulk power transmission. Landmark events of this growth are:

#### The Landmark Events of Development in the Power Sector

1948	Electricity (Supply) Act 1948. The Act provided for establishment of the Central Electricity Authority (CEA) and the State Electricity Boards
1950-60	Growth of State Grids and introduction of 220kV voltage level
1964	Constitution of Regional Electricity Boards
1965-73	Interconnecting State Grids to form Regional Grid systems
1977	Introduction of 400kV voltage level
1980-88	Growth of Regional Grid Systems as associated transmission system with Central Sector generation
1989	HVDC back-to-back System
1990	Introduction of HVDC bi-pole line
1997	Synchronous inter-connection of ER and NER
1999	Transmission planning re-oriented towards all-India system
2000	Introduction of 765kV transmission line (initially charged at 400kV)
2002	Plan towards the goal of all-India National Power Grid by 2012
2003	Electricity Act 2003.
2003	Open access in transmission
2003	Synchronous inter-connection of WR with ER-NER system
2003	Bulk inter-regional HVDC transmission system
2006	Synchronous inter-connection of NR with ER-NER-WR system
2007	765kV operation of Sipat Substation

**Likely future events:**

- |      |  |
|------|--|
| 2007 | 765kV operation of 765kV transmission lines                                    |
| 2012 | $\pm$ 800kV HVDC bi-pole line  |
| 2012 | Synchronous interconnection of Southern region with rest of the all-India Grid |

## Chapter 2

# POLICY, GROWTH OBJECTIVES AND DEVELOPMENT PROCESS IN TRANSMISSION

## 2.1 Act Provisions and National Electricity Policy

### 2.1.1 Act Provisions

The Electricity Act 2003 notified on 10<sup>th</sup> June 2003 provides the basic framework for encouraging reforms and introducing competition in the sector. The Act seeks to create liberal framework for the power sector. The salient features of the Act in relation to transmission of electricity are:

- (i) Preparation, publication and notification of National Electricity Plan by the Central Electricity Authority. (Section 4)
  - (ii) Private sector participation in transmission through grant of license by the appropriate Regulatory Commission. (Sections 12,13,14,15)
  - (iii) Planning, coordination, development and undertaking transmission of electricity through inter-state system by the Central Transmission Utility. (Section 38)
  - (iv) Planning, coordination, development and undertaking transmission of electricity through intra-state system by the State Transmission Utilities. (Section 39)
  - (v) Open access in transmission. (Section 40)
  - (vi) Advise to the Central Government on matters relating to the national electricity policy, formulate short-term and perspective plans for development of electricity system and coordinate the activities of the planning agencies, advise to State Governments, licensees or the generating companies for improved and coordinated operation of electricity system under their ownership, and advise to the Appropriate Governments and Appropriate Commissions on technical matters relating to generation,
-

transmission and distribution of electricity by the Central Electricity Authority. (Section 73)

- (vii) Regulation and tariff determination for inter-state transmission by the Central Electricity Regulatory Commission. (Section 79)
- (viii) Facilitation and tariff determination for intra-state transmission by the State Electricity Regulatory Commissions. (Section 86)

### 2.1.2 Policy Provisions

Some of transmission related provisions of National Electricity Policy, which have implication with regard to the National Electricity Plan, are:

- (a) Adequate and timely investments and also efficient and coordinated action to develop a robust and integrated power system for the country.
  - (b) Augmenting transmission capacity keeping in view the massive increase planned in generation and also for development of power market.
  - (c) While planning new generation capacities, requirement of associated transmission capacity would need to be worked out simultaneously in order to avoid mismatch between generation capacity and transmission facilities. The policy emphasizes the following to meet the above objective:
    - The Central Government would facilitate the continued development of the National Grid for providing adequate infrastructure for inter-state transmission of power and to ensure that underutilized generation capacity is facilitated to generate electricity for its transmission from surplus regions to deficit regions.
    - The Central Transmission Utility (CTU) and State Transmission Utility (STU) have the key responsibility of network planning and development based on the National Electricity Plan in coordination with all concerned agencies as provided in the Act. The CTU is responsible for the national and regional transmission system planning and development. The STU is responsible for planning and development of the intra-state transmission system. The CTU would need to coordinate
-

with the STUs for achievement of the shared objective of eliminating transmission constraints in cost effective manner.

- Network expansion should be planned and implemented keeping in view the anticipated transmission needs that would be incident on the system in the open access regime. Prior agreement with the beneficiaries would not be a pre-condition for network expansion. CTU/STU should undertake network expansion after identifying the requirements in consultation with stakeholders and taking up the execution after due regulatory approvals.
  - Structured information dissemination and disclosure procedures should be developed by the CTU and STUs to ensure that all stakeholders are aware of the status of generation and transmission projects and plans. These should form a part of the overall planning procedures.
  - The State Regulatory Commissions who have not yet notified the grid code under the Electricity Act 2003 should notify the same not later than September 2005.
- (d) Open access in transmission has been introduced to promote competition amongst the generating companies who can now sell to different distribution licencees across the country. This should lead to availability of cheaper power. The Act mandates non-discriminatory open access in transmission from the very beginning. When open access to distribution networks is introduced by the respective State Commissions for enabling bulk consumers to buy directly from competing generators, competition in the market would increase the availability of cheaper and reliable power supply. The Regulatory Commissions need to provide facilitative framework for non-discriminatory open access. This requires load dispatch facilities with state-of-the art communication and data acquisition capability on a real time basis. While this is the case currently at the regional load dispatch centers, appropriate State Commissions must ensure that matching facilities with technology upgrades are provided at the State level, where necessary and realized not later than June 2006.
- (e) To facilitate orderly growth and development of the power sector and also for secure and reliable operation of the grid, adequate margins in transmission system should be created. The transmission capacity would be planned and
-



built to cater to both the redundancy levels and margins keeping in view international standards and practices. A well planned and strong transmission system will ensure not only optimal utilization of transmission capacities but also of generation facilities and would facilitate achieving ultimate objective of cost effective delivery of power. To facilitate cost effective transmission of power across the region, a national transmission tariff framework needs to be implemented by CERC. The tariff mechanism would be sensitive to distance, direction and related to quantum of flow. As far as possible, consistency needs to be maintained in transmission pricing framework in inter-State and intra-State systems. Further it should be ensured that the present network deficiencies do not result in unreasonable transmission loss compensation requirements.

- (f) The necessary regulatory framework for providing non-discriminatory open access in transmission as mandated in the Electricity Act 2003 is essential for signaling efficient choice in locating generation capacity and for encouraging trading in electricity for optimum utilization of generation resources and consequently for reducing the cost of supply.
- (g) Special mechanisms would be created to encourage private investment in transmission sector so that sufficient investments are made for achieving the objective of demand to be fully met by 2012.

## 2.2 Growth Objectives

- (1) Development of transmission system across the country so that all areas could have similar level of electricity system irrespective of uneven disposition of electric power generating sources in the country.
  - (2) Adequate transmission system development so as to optimally utilise the hydro-thermal mix of generation resources taking into account the concentration of coal in the eastern part of the country and hydro power sources in the north - eastern and northern parts of the country.
  - (3) Obtaining the advantages of diversity based exchanges of power; that is, exchanges on account of regional variations in generation and demand pattern arising due to geographical, seasonal, time of day and operational diversities.
  - (4) The Central Transmission Utility (CTU) and the State Transmission Utility (STU) responsible for planning the development of the transmission
-

system. National Electricity Plan prepared by the Central Electricity Authority to serve as guiding document in this process. The Central Transmission Utility is responsible for inter-state and inter - regional transmission of electricity. The State Transmission Utility is responsible for transmission of power within the state. The Central Transmission Utility would have to coordinate with the State Transmission Utilities and the other stakeholders for preparing a well-coordinated transmission plan for the country. As the thermal generation sector has been de-licensed, the actual development may be at variance with respect to the programme indicated in National Electricity Plan. The transmission development programme would accordingly need to be reworked from time to time. Therefore, in the long run there could be deviations from the National Electricity Plan. With the emergence of new generating stations, the transmission system associated therewith would have to be quickly planned and executed.

- (5) Transmission system to facilitate trading of electricity, which under the Electricity Act, 2003, has been recognized as a distinct activity. It is expected that in consequence of this and the non-discriminatory open access on the transmission system, market forces may influence the pattern of power flows requiring reassessment of adequacies/ inadequacies in the transmission network and suitable system strengthening to be taken up from time to time. The Central Transmission Utility and the State Transmission Utilities would have to plan the transmission system, keeping this aspect in view. For the power flows arising from trading in electricity, the augmentation of the power system, which would dovetail into the perspective transmission plan would be required to be planned and executed in a short term time frame.
  - (6) Optimum development of transmission network based on feasibility analysis and techno-economic evaluation of technology options such as Extra High Voltages, AC, HVDC, hybrid, multi-circuit/multi-conductor lines, GIS, reactive compensation, dynamic compensation, etc. The objective should be to optimize cost of transmission system by use of technology, improved engineering and best practices.
  - (7) With the all round development of our country and the increase in population, difficulty in obtaining corridors for power transmission has been increasing. Therefore, there is a need to optimize the power transmission corridors. Use of high capacity lines, multi circuit lines and
-

increasing transmission capability of existing lines through use of reconductoring using aluminum-alloy conductors or series compensation and flexible alternating current transmission systems (FACTS) devices where optimal, are the possible solutions.

- (8) As generating capacity is built up in stages, the transmission capacity would also have to be built up in stages. Stage wise development of transmission capacity could be done by charging a higher voltage specification line at lower voltage initially, or by stringing circuits of multi-circuit line in phased manner or by use of series compensation at a later date on a line built with high current capacity conductors etc.
  - (9) The North-eastern Region of the country has hydro potential of the order of 30-35 GW most of which is yet to be developed. Development of this hydro potential alongwith industrial development in the North-eastern region is required so that increasing availability of power in the region is matched with growth in local demand. However, as the hydro potential in the NE region is quite large (almost 70% of all future hydro power would come from NER), substantial power from this region would be required to be transmitted to Northern region and Western region where the growth in demand is much higher as compared to potential for local development of generation resources in those regions. In addition, power from Bhutan would also need to be transmitted towards NR/WR. As the Eastern region is in surplus and with development of further generation projects in ER utilising the coal reserves in that area, the ER will continue to be an exporting region. Thus the bulk of NER power would be transmitted directly to NR/WR over distances exceeding 2500 km. Considering the right of way constraints in the chicken-neck area and also to conserve the over-all right of way, high capacity transmission system consisting of hybrid network of HVDC and high capacity 400kV AC / 765 kV AC would be required to be developed. This development would need to be properly phased to match with the programme of development of hydro generation in NER. For bringing power from NER, a higher\* voltage of  $\pm 800$  kV is being considered. Reduction in losses is the main incentive for adopting higher voltages.
  - (10) Formation of National Power Grid has been recognized as a flagship endeavor to steer the development of Power System on planned path leading to cost effective fulfillment of the objective of 'Electricity to All at affordable prices'. A strong All India Grid would enable exploitation of
-

unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential.

- (11) For the full utilization of the generating capacity in the eastern part of the country, an adequate transmission system would have to be constructed within the eastern part of the country and also linking the eastern part of the country with the western, southern and northern regions. The aim should be that no generating capacity is rendered idle due to transmission constraints. The Central Transmission Utility and the State Transmission Utilities would have special responsibilities in this regard.
  - (12) Continued development of Regional Grids so as to meet the transmission needs within each of the regions. The development should cater to the power evacuation from generation capacity additions and strengthening in the regional grids addressing requirements of specific areas. The system should be strengthened to overcome the deficiencies and provide a reliable transmission grid that also has margins for open access. It should provide transmission system to cater to changes in the pattern of power flows for inter-state transmission arising on account of capacity additions for intra-state benefits.
  - (13) Transmission system of the regional grids for delivery of power to the state grids is an important component of regional grid systems. Power delivery networks needs to be optimized in overall perspective. The endeavor should be to provide regional grid substations (preferably a 400kV grid substation) at all places where demand exceeds 300 MW.
  - (14) Development of matching transmission system at 220kV and 132kV and also the sub-transmission and distribution system so as to cater to the load growth and ensure proper utilisation of development in generation and transmission facilities for the ultimate goal of delivery of the services up to the end consumers in the country.
  - (15) The gestation period of transmission projects would have to be compressed suitably keeping in view the reduction in gestation period of generation projects and also the possibility of deviation from the National Electricity Plan, and trading of electricity under non-discriminatory open access regime. New construction practices / technologies wherever available would be required to be implemented for compressing the gestation period of transmission projects. It would be desirable to adopt emerging
-

- technologies like satellite imaging for carrying out detailed survey and route alignment and minimize the import due to environmental issues.
- (16) The procedures for forest clearances should be taken up in parallel with the regulatory procedure.
  - (17) The wind zone mapping and standard design of various types of towers and soil investigation could be done in advance so that construction time for the transmission system could be substantially reduced.
  - (18) Private sector participation in transmission has been envisaged to invite private sector funding and to supplement the effort of public sector and also to bench mark the costs of transmission projects. Private sector participation should be through competitive route rather than cost plus basis.
  - (19) The availability of adequate load dispatch and communication facilities is necessary for the smooth interconnected operation of the power system. The Electricity Act, 2003, provides for a National Load Dispatch Center, Regional Load Dispatch Centers and State Load Dispatch Centers. These load dispatch centers should be equipped with required telemetry, communication, computerized real-time data acquisition systems and necessary supervisory control facilities for efficient operation of the power system. Whereas at the regional level considerable data acquisition and communication facilities have been created, at the state level there are deficiencies in many cases. Unless these deficiencies are quickly removed, there would be difficulties in ensuring integrated operation of the power system. A related issue is that in case there is partial or total system collapse, then re-energisation of the system would be possible in a short time only if adequate load dispatch and communication facilities were available. The state regulatory commissions should ensure that adequate load dispatch and communication facilities are provided within the states.
  - (20) As there would be a large number of organizations whose power systems would be connected in parallel efficient voice communication facilities would also be needed between the load dispatch centers and the control rooms of the various utilities.
  - (21) Emphasis on R&M programme, Residual Life Assessment and restoration efficiencies in Transmission.
  - (22) Power systems operating in synchronism should be provided with adequate defense measures such as islanding schemes and automatic load shedding
-

- schemes, so that following major incidents in the system, the system could continue to operate without cascade failure leading to black out in large areas. The protection schemes for the transmission lines, transformers, bus bars, generators and other important power equipments should be of the highest quality and should be properly coordinated. In order to cater to contingencies of loss of generation, under - frequency relays for load shedding (both flat frequency relays and rate of change of frequency relays) should be provided for shedding load automatically. This would prevent distress in the system from spreading. In case a part of the power system is under acute distress, it should be isolated out automatically from the remaining healthy part of the system in such a way that as much a part of the system as possible continued to operate. With such schemes, procedures for reconnecting the power systems in actual operation would also have to be devised. In this regard, the international experience of operating vast power systems in synchronism can be drawn upon.
- (23) The transmission utilities should maintain a high level of system availability by adopting best practices.
  - (24) It has been noted that there would be heavy power flow from the north - eastern and eastern parts of the country and the hydro-electric projects in the northern part of the country to other parts of the country. Thus the tariff set by the regulatory commissions should be sensitive to direction of power flow, distances and quantum of power flow. Diversity based power exchanges should be encouraged and the transmission tariff for the users should be conducive for such a development.
  - (25) As the power sector and also the transmission system in the country is in a phase of high growth rate of development, the transmission tariffs should encourage investment in the sector and also facilitate the development of required transmission networks.
  - (26) The transmission sector would basically be a high technology sector requiring a high order of technical skills. Efforts would have to be made to attract the best talent in the country towards transmission engineering courses in the technical institutions and then to attract these transmission engineers into the country's power sector. For the management of a vast enterprise such as the transmission sector in the country, a high order of managerial talent would also be needed.
-

- (27) The country's transmission programme should be supported by an adequate research and development effort. Some of the currently important issues in the transmission sector are stability enhancement, engineering and design for the next higher voltage, and reduction of right of way requirement for transmission lines. FACTS and PSS tunings should be considered in this context. The failure of extra high voltage transformers is also a matter of concern. Power transformers and converter transformers have failed in large numbers in the country and through appropriate research and development input, this is required to be corrected.

## 2.3 Development Process

- 2.3.1 Development of inter-state transmission system is being done under the Central Sector. Planning of the transmission system for a particular timeframe takes into account short-term and perspective plans formulation by CEA and the generation projects being taken up for execution so as to yield benefits during the period. The transmission system requirement covers the power evacuation system from the generation projects and system strengthening of the network for meeting the load growth in that time frame. The inter-state transmission system is developed based on various dispatch scenarios considering the seasonal and time of day variations.
- 2.3.2 The inter-state transmission system is evolved keeping in view the overall optimization on a National level. In this process the total investment in transmission including the inter-state as well as intra-state system is optimized. Based on the perspective plan developed by CEA and depending upon as to which generations are likely to be available during the next 2-3 years and taking into account the load growth in particular areas, CTU has to prioritize and firm up the inter-state transmission system requirements based on studies required for intermittent load generation scenarios.
- 2.3.3 The inter-state transmission system includes inter-regional as well as intra-regional system and caters to the power evacuation, transmission and delivery to the state grid of the power from generating stations for regional as well as inter-regional benefits and also caters to the requirement of transmission system for inter-regional as well as intra-regional transfer capacity for exchanges of power on account of trading between the utilities or generating companies and utilities.
-

- 2.3.4** The requirement of the transmission system is developed on the basis of the power system studies and firmed up through the Regional Standing Committees for transmission system Planning. These Regional Committees constituted by the CEA have representation of CEA, Transmission utilities of the constituent states of the Region, POWERGRID, representatives of Central Sector Generating Companies, REBs and PTC. The inter-state transmission system developed either for evacuation of the generation or for system improvement is discussed in the Standing Committees on Transmission Planning and finalized.

It is observed in the past that there have been delays in agreement between different constituents due to commercial reasons particularly for some of the interstate transmission proposals where the utilization of the incremental transmission system is projected to be in much different proportion as that of regional transmission charges shared based on allocation of Central sector generation. New methods of allocation of transmission charges are in the process is evolving and there is need to evolve a suitable mechanism so that inter-state transmission projects can be taken up at faster rate. The Standing Committees on Transmission Planning have a special responsibility in this task.

- 2.3.5** After finalization of the transmission proposals in respect of regional/inter-regional transmission system by the Regional Standing Committees, POWERGRID, in its role as CTU, goes ahead with project formulation and the process of implementation. So far, the project implementation in respect of inter-state transmission has been done by POWERGRID in its capacity as a Transmission Company in all cases except in the case of Tala Transmission system, part of which is being executed through a Joint Venture Company of POWERGRID and Tata Power. The situation is set to change towards participation of Private Sector in transmission through competitive bidding route.

- 2.3.6** At present, a periodical review of the progress of implementation of the power evacuation scheme for a given power project is in vogue. However, more efforts are needed to address the likely operational problems that would prevail, when the first unit of the power project is connected to the grid or when up-gradation of lines from lower to higher voltages are carried out. It is therefore required to identify potential operational problems, about a year before the commissioning of such schemes based on simulation studies and evolve suitable remedial measures to mitigate the identified problems. The Regional Power Committees (RPCs) have special responsibility in this. The remedial schemes suggested by the RPCs could
-



be discussed and finalized in the Regional Standing Committees on Power System Planning and taken-up for implemented by POWERGRID in its role of CTU on an urgent basis.

## **2.4 Intra-State Transmission System**

**2.4.1** The intra-state transmission system is to be developed by the State utilities. Their network planning, scheme formulation and the programme of intra-state transmission development has to take into account the following transmission system requirements:

- Transmission system for power evacuation of State sector and private sector generation projects for intra-state benefit within the State.
- Intra-state transmission system (mostly at 220 kV and below level) for absorption of power made available by the CTU on inter-state transmission system.
- Intra-state transmission system for meeting the load growth in different areas of the State.
- Transmission system required for strengthening of the State Grid so as to cater to increased transmission needs within the State grid and also to improve their grid towards more reliable system.

**2.4.2** The intra-state transmission system needs to be planned and developed in an optimized manner appropriately coordinated with the development in regional inter-state transmission system. For a coordinated development process aiming at perspective optimization in meeting the growth targets, it would be appropriate that the State Transmission Utilities prepare their State Electricity Plans taking advantage of development plans for regional grid system and focusing on the specific requirements of the concerned State.

---

## **2.5 Transmission System for Merchant Power Plants**

- 2.5.1** Merchant Power Plants (MPP) will need connectivity to the transmission system and further strengthening of transmission system would also be needed to meet their transmission needs. Customers of MPP may change with time. For the MPP located in Eastern parts of the grid, the Northern, Western and Southern Regions, which are expected to import power from MPP would have to provide redundancies in their transmission system. While seeking open access, the MPP would be required to indicate the Region in which it is likely to sell power. In case it desires to sell power in more than one region, then it could indicate proportion of its output proposed to be sold in the indicated regions. Transmission system planned on the basis of total programme of generation capacity addition, which would also include the MPP capacity, would inherently have planned transmission capacity margins.
- 2.5.2** The transmission system required for MPP would basically have two components: (1) **Transmission system at the injection side** from the power plant to the point(s) of inter-connection(s) in the grid together with the additional transmission system upto 2<sup>nd</sup> or 3<sup>rd</sup> hop connected substations required for absorbing the injected power without causing overloading in the integrated transmission network; and (2) **Onwards transmission system** from the injection points upto the customers of MPP. For tying up the connectivity network as well as the onwards transmission, the MPP would apply for connectivity/open access to CTU and the process of planning and development of the transmission system will be coordinated by CEA in consultation with CTU and State Power Utilities.
- 2.5.3** The transmission charges for the transmission system at the injection side would be payable by the MPP. If such system is common for more than one generator, the MPP share of transmission charges would be in proportion to its total generation capacity. These transmission charges paid by MPP to the transmission provider(s) would form a part of the cost of electricity produced and sold by them. For onwards transmission, necessary margins would have to be provided through suitably strengthening the regional and inter-regional transmission systems. Transmission charges for this would be shared by the regional beneficiaries that is the states of the consuming regions. For utilizing the regional and/or inter-regional transmission system for onwards transmission of MPP power, the MPP or its day-to-day customer would seek short-term open access and pay the charges and losses for the short-term open access. In this process, the MPP transaction would be competing with the other short-term transactions to seek available transmission capacity and in case of congestion, it have to face proportional curtailment of its dispatch along with other short-term open access dispatches. If the MPP wants to minimize the risk of dispatch curtailment due to transmission congestion it should have the option of seeking long-term open access for the onwards transmission system also and in that case, the MPP would also be sharing the regional/inter-regional transmission charges. As such, the MPP should have choice to seek either short term or long-term open access for the onwards transmission system.
-

## Chapter 3

# TRANSMISSION PLANNING PHILOSOPHY

### 3.1 Introduction

- 3.1.1 Over the years, transmission system planning exercises were taking place on the basis of regional self-sufficiency. Development of transmission system based on this philosophy has gradually resulted in emergence of strong regional grid systems. During the period from mid 70s and up to beginning of 90s, while the regional grids were in initial phases of development and required support of the underlying state grid systems, the growth plan of regional systems and the state grid networks were critically matched. The process of techno-economic appraisal and clearance by the Central Electricity Authority played a key role in achieving this objective in transmission system development. Subsequently, the emergence of strong regional grid systems and the role of state grid systems getting more focused towards meeting the local needs within the intra-state system, allowed the planning and development process for the two segments to run somewhat independently.
- 3.1.2 By the turn of the Century, regional grid systems, strong enough to meet the inter-state transmission needs without significant support from underlying state grid networks, were already in place. In 1999, CEA brought out the concept of transmission planning on all-India basis so as to enable development of the generation resources optimally on all-India basis and have National Grid system to support the required transmission needs. With this, the focus in transmission planning for regional grids has shifted from regional concept to National concept. The concept has emerged in view of cost economics favouring transmission of electricity over transportation of coal, saving in investment in generation capacity (when planned on all-India basis) more than the additional investment in National Grid and savings on account of diversity in regional demand, sharing of reserves, better utilization of hydro resources and reducing operational cost
- 3.1.3 With inter-regional transmission capacity of the level of 14100 MW (200 kV and above), the National Grid is now a reality. With commissioning of Tala transmission system in 2006, NR was synchronously interconnected to
-

NER-ER-WR grid system, making NER-ER-WR-NR Grid operating synchronously. Southern Region grid is connected with Eastern and Western grids with HVDC interconnections at Gazuwaka (1000MW), Talcher-Kolar (2000MW) and Chandrapur (1000MW). Thus with the existing and planned/under implementation of high capacity AC and HVDC transmission links connecting the various regions, the transmission system development is well ahead on the road to National Grid. The goal is to make the National Grid system strong and secure by progressive harnessing of ER/NER resources on all-India basis, phased development of cross-regional transmission system and long-term perspective to address Right of Way (RoW) constraints.

### 3.2 Process of Transmission Development

Optimum development of growth plan requires centralized planning of the National grid and Regional grid systems. With this, the need of coordination for planning of state's transmission system requires focus mainly at the interface of regional grid power supply or power lifting points. The process to achieve this is being coordinated by the Central Electricity Authority. Steps involved in this process are:

- Preliminary proposal based on long-term perspective plan brought out by the Central Electricity Authority.
  - Selecting medium-long term timeframe for detailed investigation of proposal so as to evolve the system and work out suitable schemes for implementation as per identified time schedule.
  - Study of options/alternatives by the Central Transmission Utility as formulation of draft proposal on scheme supported by study brief.
  - Analysis of proposal by the Central Electricity Authority based on study brief and further power system studies and formulation of agenda note for discussion in the Standing Committee(s) on Transmission Planning of the Region(s) to be benefited directly by the scheme, that is the region(s) whose beneficiaries have to pay the committed transmission charges.
  - Deliberation and discussions in the Regional Standing Committee(s) on transmission planning so as to arrive at the decision in regard to the schemes to be taken up for execution.
  - Concurrence by the concerned Regional Power Committees.
-

### 3.3 Transmission Planning Requirements

3.3.1 Transmission planning and development should aim at achieving an acceptable system performance and to facilitate comparison of options on techno-economic angle. The requirements and major attributes of planning characteristics to achieve this are:

#### Requirements

- ⇒ Data on existing system
- ⇒ Load forecast
- ⇒ Generation expansion plan
- ⇒ Seasonal load-generation scenario
- ⇒ Network expansion options

#### Characteristics

- ⇒ Meeting targets for adequacy, security and reliability
- ⇒ Amenable to development in stages
- ⇒ Low cost and low environmental impact
- ⇒ Right-of-way optimization/Conservation
- ⇒ Ease of operation and maintenance
- ⇒ Transmission margins and inter-regional capacity enhancement feasibility
- ⇒ Identifying weak areas and required strengthening

3.3.2 In the planning phase, transmission requirements for generation projects and system reinforcement needs are evolved, based on detailed system studies supported with techno-economic studies keeping in view various state-of-the-art technological options. The studies/analysis and the options to be considered are problem-specific, that is, in a particular exercise, only a sub-set of the analysis/studies may be necessary and only a limited number of options may be relevant. The type of major system studies and technology options that are considered in the exercise are as follows:

---

**Types of Studies**

- ⇒ Power flow studies
- ⇒ Contingency Studies
- ⇒ Short circuit studies/ Fault analysis
- ⇒ Transient and long duration dynamic stability and voltage stability studies
- ⇒ Electro Magnetic transient Program (EMTP) studies
- ⇒ Techno-economic analysis
- ⇒ Investment requirements

**Technological Options**

- ⇒ 400kV AC, 765kV AC, 1000kV AC
- ⇒ HVDC/UHVDC ( +500kV, +600kV, +800kV)
- ⇒ Hybrid model
- ⇒ High capacity lines with multi-circuit, high conductor temperature option
- ⇒ Series compensation, dynamic reactive power compensation- TCSC, VC, STATCOM/FACTS

**3.4 Highlights of Transmission Planning Criteria**

The major highlights of transmission planning criteria are:

- (1) The transmission system should be planned in an integrated manner.
  - (2) The optimization should include the total network including inter-state and intra-state transmission system.
  - (3) The National Grid should facilitate free flow of power across the regional boundaries.
  - (4) In the national approach, N-2 criteria may be adopted for testing the adequacy of transmission system from large generating complex (3000 MW
-

or above) and multi line corridors (3 D/C lines or more), on case to case basis. Whereas, regional planning may be continued with N-1 criteria. However, while N-1 would be applied to test transmission adequacy without necessitating load shedding or rescheduling of generation during steady state operation, N-2 would be applied to test without necessitating load shedding but could be with rescheduling of generation during steady state operation.

- (5) Inter-regional exchanges and inter-connection capacity on account of plant mix considerations, generation shortages due to forced outages, diversity in weather pattern and load forecasting errors in regions shall also be considered in the studies.
  - (6) Inter-regional exchange with a combination of surplus and deficit scenarios for different regions maximizing surplus in surplus region and deficit in deficit region to be considered in evolving National Grid.
  - (7) The adequacy of the transmission system should be tested for different load generation scenarios corresponding to one or more of the following so as to test the scenario of maximum burden on the transmission system:
    - Summer Peak Load;
    - Summer Off-peak Load;
    - Winter Peak Load;
    - Winter Off-peak Load;
    - Monsoon Peak Load;
    - Monsoon Off-peak Load;
  - (8) Dispatch scenarios for maximizing transfer in specific inter-regional corridors should be considered to determine the adequacy of transmission system to take care of requirement of regional diversity in inter-regional export / import.
-

- (9) Sensitivity in respect of generation dispatch or load demand should be studied so as to study the possibility of increased burden on transmission system.
- (10) Size and number of interconnecting transformers (ICTs) to be planned in such a way that outage of any single unit does not over load the remaining ICTs or the underlying system.
- (11) As a general rule, the ISTS shall be capable of withstanding and be secure against the following contingency outages:
- (a) Withstand without necessitating load shedding or rescheduling of generation during steady state operation –
    - Outage of a 132kV D/C line, or
    - Outage of a 220kV D/C line, or
    - Outage of a 400kV S/C line, or
    - Outage of a 400kV S/C line with series compensation, or
    - Outage of single Interconnecting Transformer, or
    - Outage of one pole of HVDC Bipole line, or
    - Outage of a 765kV S/C line without series compensation
  - (b) Withstand without necessitating load shedding but could be with rescheduling of generation during steady state operation -
    - Outage of a 400kV S/C line with TCSC, or
    - Outage of a 400kV D/C line, or
    - Outage of both poles of HVDC Bipole line, or
    - Outage of a 765kV S/C line with series compensation.
-



- (12) The above contingencies shall be considered assuming a pre-contingency system depletion (Planned Outage) of another 220kV D/C line or 400kV S/C line in another corridor and not emanating from the same substation. All the Generating Units may operate within their reactive capability curves and the network voltage profile shall also be maintained within voltage limits specified. For requirement of reliability, planning criteria for evacuation system for Nuclear power station that is being adopted is to consider outage of one circuit assuming pre-contingency depletion of another circuit from the same station. This is effectively N-2 without rescheduling but with no other pre-contingency.
  - (13) EHV substation of 132 kV or above is to be planned with at least two transformers such that failure of one transformer shall not affect the power supply of a particular area.
  - (14) Large cities with a power demand of 2000 MW or above, shall also adopt N-2 criteria for supply of reliable & quality power.
  - (15) Inter-regional transmission capacity should be adequate to meet outage of large machine in the importing region along with the outage of one S/C inter-regional line between the respective regions.
-

## Chapter 4

# DEVELOPMENT OF NATIONAL GRID

### 4.0 THE PICTURE AT THE BEGINNING

At the dawn of Independence, power systems in the country were essentially isolated systems developed in and around urban and industrial areas. The installed generating capacity in the country was only about 1300 MW and the power system consisted of small generating stations feeding power to load centres. The per capita consumption of electrical energy was only about 15 kilowatt -hours per annum. About 60% of the installed generation capacity in the country was in the private sector and the highest transmission voltage was 132 kV. This was far different from the power system required for meeting the basic objectives and needs of the country. A metamorphic transformation was needed in the process of planning and development of the power sector.

### 4.1 Initial Development

The framework for development of power sector set in place through the Electricity (Supply) Act of 1948 providing the formation of State Electricity Boards armed with full powers to develop generation, transmission, distribution and utilisation of electricity within their respective States and the Central Electricity Authority responsible for formulating Plans for power development and coordinating the activities of the planning agencies in relation to the control and utilisation of National power resources. Thus, the process of addition to generation capacity and development of transmission and distribution system for extension of benefits of electricity to semi-urban and rural areas was started. The industrial policy resolution of 1956 envisaged generation, transmission and distribution of electricity almost entirely in the public sector and the electricity supply industry in the country grew rapidly in the State sector. The systems around urban and industrial areas grew into full-fledged State Grid systems. Several projects, including multi-purpose projects like Bhakra and Hirakund, were commissioned. In a time span of about ten years, the stage was set for their further integration.

---

## **4.2 Development of Regional Grids**

- 4.2.1** The distribution of generation resources in the country is quite uneven. The Hydro resources are predominantly located in Himalayan foothills and North-Eastern Region and the coal reserves in Bihar-Jharkhand-West Bengal area, parts of M.P., Maharashtra and A.P. and lignite in Tamil Nadu and Gujarat. To overcome uneven distribution of generation resources, the concept of Regional planning in Power Sector was introduced during the 3<sup>rd</sup> Five Year Plan. Accordingly, for the purposes of power development planning, the country was demarcated into five power Regions viz. Northern, Western, Southern, Eastern and North-Eastern.
- 4.2.2** In 1964, the Regional Electricity Boards were established in each of the Regions of the country for facilitating integrated operation of State Systems in the Region and encouraging exchange of power among the States. To encourage the States to build infrastructure for exchange of such power, inter-State lines were treated as Centrally sponsored and the States were provided interest free loans outside the State Plan. 55 nos. of inter-State lines were constructed under the programme of which 13 lines were connecting States located in different Regions and this created the initial set of inter-Regional links. These lines have facilitated exchange of power among the various Regions.

## **4.3 Growth during the Last Quarter of the 20<sup>th</sup> Century**

- 4.3.1** The generation and transmission system development till the end of 3<sup>rd</sup> quarter of the 20<sup>th</sup> Century was essentially by the State Electricity Boards/ Electricity Departments in the States and Union Territories. Till then, while the Centre did play important role in steering the development in a planned manner through the Planning Commission, the then Ministry of Irrigation and Power and Power wing of Central Water and Power Commission, the direct involvement of the Central government in power generation and transmission was limited to the Damodar Valley Corporation, which was established in 1948 for the integrated development of the Damodar river Valley.
- 4.3.2** Starting from 1974, major Central initiatives were taken. In 1974, an independent Ministry of Power (at that time it was named as Ministry of Energy) was created. In 1975, the Central Electricity Authority was made a full-fledged organisation. In the same year, the Electricity (Supply) Act was amended to create the Central Sector generation utilities viz. National Hydroelectric Power Corporation (NHPC)
-

and National Thermal Power Corporation (NTPC) to supplement the efforts of the States in increasing generation capacity. These corporations established large generating station the benefits of which were shared by the States of a region. These corporations had also taken up development of associated transmission lines, for evacuation of power and delivery of power to the beneficiary States transcending state boundaries. This gave a fillip to the formation of Regional Grid Systems and by the end of 1980s, strong Regional networks came into existence.

- 4.3.3** The second phase of initiatives taken by the Central Government includes creation of North Eastern Electric Power Development Corporation (NEEPCO) for coordinated development of Power System in the NE Region and the Power Finance Corporation (PFC) for arranging funds and providing commercial loans to Power development agencies of the Centre and States. Department of Atomic Energy and the Nuclear Power Corporation (NPC) have also been playing very important role in the Power Generation Programme. Starting from Tarapore Atomic Power Station in Maharashtra which was commissioned in 1969, a number of Atomic Power stations viz. Ranapratap APP in Rajasthan, MAPP in Tamil Nadu, Narora APP in Uttar Pradesh and Kaiga APP in Karnataka have been added to the list in a span of about 30 years. The generation of electricity was opened for Private Sector participation in 1991. Since then, even though the progress in Private Sector generation had not been as good as expected, quite a few projects have come up and a number of them are in pipeline.

#### **4.4 Emergence of Inter-Regional Systems**

- 4.4.1** In 1989, transmission wings of Central generating companies were separated to set up Power Grid Corporation of India (POWERGRID) to give thrust to implementation of transmission system associated with Central generating stations and inter-Regional transmission programme based on perspective planning done by CEA. Till then, the generation and transmission systems in the country were planned and developed on the basis of regional self-sufficiency and the initial set of inter-regional links developed under the Centrally sponsored programme for building inter-state infrastructure of State utilities, was utilized to facilitate exchange of operational surpluses among the various Regions in a limited manner because the Regional Grids operated independently and had different operational frequencies and the power exchanges on these inter-regional links could take place only in radial mode.
-

- 4.4.2** Considering the operational regime of the various Regional Grids, it was decided to establish initially asynchronous connection between the Regional Grids to enable them to exchange large regulated quantum of power. Accordingly, a 500 MW asynchronous HVDC back-to-back link between the Northern Region and the Western Region at Vindhyachal was established. Subsequently, similar links between Western Region and Southern Region (1000 MW capacity at Bhadrawati) and between Eastern Region and Southern Region (500 MW capacity at Gazuwaka, which was later increased to 1000 MW) and between Eastern Region and Northern Region (500 MW capacity at Sasaram), were established.
- 4.4.3** The Eastern Region and the North-Eastern Region have been operating in parallel since 1992 being connected by a 220 kV double circuit transmission line and more recently by a 400 kV D/C transmission line. Western Region was interconnected to ER-NER system synchronously through 400kV Rourkela-Raipur D/C line in 2003 and thus the Central India system consisting of ER-NER-WR is operational since then. With installation of TCSC, the transmission capacity of Rourkela - Raipur 400kV D/C line has been increased to 1400MW. In 2006, with the commissioning of Muzaffarpur-Gorakhpur 400kV D/C line, the Northern Region was also interconnected to this system, making an upper India system having the NR-WR-ER-NER system.

## **4.5 National Grid**

- 4.5.1** Formation of a strong National Power Grid has been recognized as a flagship endeavor to steer the development of Power System on planned path leading to cost-effective fulfillment of the objective of 'Electricity to All' at affordable prices. A strong all-India Grid would enable exploitation of unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential by providing enhanced margins in inter-regional transmission system. These margins, together with open access in transmission, would facilitate increased real time trading in electricity, leading to market-determined generation dispatches, thereby resulting in supply at reduced prices to the distribution utilities and ultimately to consumers' benefit.
- 4.5.2** As prelude to the formation of National power grid, Regional power grids have been formed and as on today, strong Regional grids exist in all the five Regions. The process of integration of the regional grids into one all India grid has also started. The Eastern, North-eastern and Western regions have been integrated and
-

synchronous inter-regional transmission capacity of 1240 MW between the Eastern region and North-eastern region, and 1760 MW between the Eastern region and Western region is operational in this integrated cluster of regions. The Northern region, which till August 2006 had asynchronous radial mode and HVDC back-to-back inter-regional transmission connectivity of 620 MW with the Eastern region, and 1000 MW with the Western region, has also been synchronously integrated with the ER/NER/WR system with commissioning of the 400kV Muzaffarpur-Gorakhpur line of 2000 MW capacity. Thus, all the regional grids, except SR, are now operating synchronously.

- 4.5.3 Towards the Southern region, asynchronous interconnections of 1680 MW between SR and WR and 620 MW between SR and ER providing a total of 2300 MW of inter-regional transmission capacity was existing at the beginning of the X plan. With 2000 MW Talcher-Kolar HVDC bi-pole line, and second 500 MW HVDC back-to back module at Gazuwaka, both between SR and ER, the total inter-regional capacity connecting to SR has increased to 4800 MW. As of now all inter-regional transmission links of the Southern region are either asynchronous radial mode lines or HVDC inter-connections. Synchronous integration of the Southern region with rest of Indian grid has also been firmed up and is to be planned to be realized by the end of 11<sup>th</sup> Plan period.
- 4.5.4 The plan for National Power Grid has been identified. Implementing this Plan through the current practices in transmission business would require, apart from investment decisions and arranging finances, urgent needs for addressing transmission tariff issues relating to National Power Grid. The total transmission charges payable to the Central Transmission Utility are on cost plus basis and the apportionment of these charges among the beneficiaries is proportional to their shares in Central Sector generation on regional pool basis. This mechanism was evolved during the late seventies when major Central initiatives were taken in generation and associated regional transmission system. The formula has, by and large, worked satisfactorily. With each addition in generation resources and associated transmission system in Central Sector, the States get their shares more or less in the same ratio as the allocations that existed prior to the incremental additions. However, with shift towards market-determined allocations, new dimensions have been added to this process. The factors which have contributed towards this development are (a) financial compulsion of State utilities, (b) changed business scenario in the context of Availability Based Tariff regime, (c) surpluses in Eastern region, (d) higher deficit in Northern region and Western
-

region; and (e) coming up of generation projects for cross-regional benefit. Consequently, allocation of Central sector generation is no more taking place as per earlier practice/formula. In this changed scenario, the existing methodology of apportionment of Central Transmission Charges among the beneficiaries on regional pool basis is causing distortion. As the cost of incremental facilities is generally substantially higher than that of existing facilities, beneficiaries seeking lower or no allocation from new Central generation end up in bearing burden of higher proportion of transmission charges and those taking higher allocation get the advantage. Consequently, the States seeking lower share in new Central generation are reluctant to commit transmission charges for the incremental transmission system. This difficulty is severe for those elements of transmission network, which go towards improved system reliability and margins for open access for supporting non-committed transactions such as utilization of operational surpluses and incremental cost merit based dispatch optimization. This gets further complicated in case of projects with cross-regional or multi-regional benefits.

- 4.5.5** It is also important that the finances for the Transmission Schemes of the National Grid are arranged at low cost. With focus on system reliability and building margins for open access in the transmission system, the per unit investment in transmission system at Regional and National level is set to increase considerably. This would further increase on account of harnessing remotely located Hydro resources in the Northern Region and North-Eastern Region. The impact of harnessing North-Eastern Region Hydro resources would be much more as the power would have to be transmitted across the North-Eastern and Eastern Regions to bring it to Northern/Western/Southern Regions where it can be actually absorbed. As such, the transmission charges may go up considerably.

#### **4.6 Programme of Development of National Grid**

- 4.6.1** As on today i.e. by end of X Plan, the inter-regional transmission capacity of 14100 MW is existing. The inter-regional energy exchanges of more than 12 billion kWh in a year have taken place, thus contributing to greater utilization of generation capacity. The original program was to add 15400 MW of inter-regional transmission capacity during the X plan (2002-07) taking the total inter-regional transmission capacity from 5000 MW at the beginning of X plan to 20400 MW upto the end of X plan. In 2004, the programme was revised in view of rescheduling of Barh generation project from X plan to XI plan and the inter-regional transmission programme of X plan was reduced by 3200 MW to have an
-

addition of 12200 MW and have a target of 17200 MW by 31<sup>st</sup> March 2007. As against this, the actual achievement has been addition of 9100 MW thereby achieving total capacity of 14100 MW by 31<sup>st</sup> March 2007. Out of the balance 3100 MW, 2600 MW is on account of reschedule of Biharshariff-Balia and 400 kV D/C Ranchi-Sipat line, matching with 2<sup>nd</sup>/3<sup>rd</sup> units of 500 MW of Kahalgaon Extn which have been rescheduled and have slipped out of X plan by a few months. The balance 500 MW is due to slippage of upgradation of HVDC capacity of Talcher-Kolar link. The inter-regional transmission links, which have rescheduled/slipped from X plan, are now included in the 1<sup>st</sup> year of XI plan. The XI plan programme is now to add 23600 MW and to achieve inter-regional capacity of about 37700 MW by the end of 11<sup>th</sup> Plan. Additional 14500 MW of inter-regional transmission capacity to be added during early 12<sup>th</sup> Plan has also been planned. This would increase the inter-regional transmission capacity to 52200MW by 2014.

#### 4.6.2 Details of the above Plan is given below:

#### Details of Inter-Regional Transmission – Existing and Planned for 11<sup>th</sup> Plan: (200kV and above)

Name of System	Power Transfer Capacity (MW)				
	At the end of 9 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2001-02	Additions during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07	At the end of 10 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2006-07	Additions during 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	At the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2011-12
<b>ER – SR :</b>					
Gazuwaka HVDC back to back	500	500	1000		1000
Balimela-Upper Sileru 220kV S/C	120		120		120
Talcher-Kolar HVDC Bipole		2000	2000		2000
Upgradation of Talcher-Kolar HVDC bipole				500	500
<b>ER-SR total</b>	<b>620</b>	<b>2500</b>	<b>3120</b>	<b>500</b>	<b>3620</b>
<b>ER –NR :</b>					
Muzaffarpur - Gorakhpur 400kV D/C (Quad Moose) with TCSC		2000	2000		2000
Dehri-Sahupuri 220kV S/C	120		120		120
Sasaram HVDC back to back		500	500		500
Patna-Balia 400kV D/C quad		1600	1600		1600
Biharshariff-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
40% series comp on Biharshariff-Balia 400kV D/C quad to increase loadability				200	200
Barh-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
40% series comp on Barh-Balia 400kV D/C quad to increase loadability				200	200
Sasaram-Fatehpur 765kV S/C				2100	2100
Gaya-Balia 765kV S/C				2100	2100
Sasaram-Balia 400kV D/C quad				1600	1600
<b>ER-NR total</b>	<b>120</b>	<b>4100</b>	<b>4220</b>	<b>9400</b>	<b>13620</b>



Name of System	Power Transfer Capacity (MW)				
	At the end of 9 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2001-02	Additions during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07	At the end of 10 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2006-07	Additions during 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	At the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. end of 2011-12
<b>ER - WR :</b>					
Rourkela-Raipur 400kV D/C		1000	1000		1000
TCSC on Rourkela-Raipur 400kV D/C		400	400		400
Budhipara-Korba 220kV D/C+S/C	360		360		360
Ranchi-Sipat 400kV D/C (40% SC)				1200	1200
Ranchi-Rourkela-Raipur 400kV D/C with fixed series capacitor, TCSC in parallel line				1400	1400
Ranchi - Sipat Pooling Point 765kV S/C (or 1200kV operated at 765kV) with series comp.				2300	2300
<b>ER-WR total</b>	<b>360</b>	<b>1400</b>	<b>1760</b>	<b>4900</b>	<b>6660</b>
<b>ER - NER :</b>					
Birpara-Salakati 220kV D/C	240		240		240
Malda-Bongaigaon 400kV D/C	1000		1000		1000
Bongaigaon-Siliguri 400kV D/C Quad				1600	1600
<b>ER-NER total</b>	<b>1240</b>	<b>0</b>	<b>1240</b>	<b>1600</b>	<b>2840</b>
<b>NR - WR :</b>					
Vindhychal HVDC back to back	500		500		500
Auria-Malanpur 220kV D/C	240		240		240
Kota-Ujjain 220kV D/C	240		240		240
Agra-Gwalior 765kV S/C line-1 400kV op.		1100	1100		1100
Agra-Gwalior 765kV S/C line-2 400kV op.				1100	1100
Kankroli-Zerda 400kV D/C				1000	1000
<b>NR-WR total</b>	<b>980</b>	<b>1100</b>	<b>2080</b>	<b>2100</b>	<b>4180</b>
<b>WR-SR :</b>					
Chandrapur HVDC back to back	1000		1000		1000
Barsur-L.Sileru 200kV HVDC mono pole	200		200		200
Kolhapur-Belgaum 220kV D/C	240		240		240
Ponda - Nagajhari 220kV D/C	240		240		240
Sholapur-Raichur 765kV S/C line-1 for synchronous inter connection of SR - 400kV operated				1100	1100
Narendra HVDC back-to back with Narendra-Kolhapur 400kV D/C line				1000	1000
<b>WR-SR total</b>	<b>1680</b>	<b>0</b>	<b>1680</b>	<b>2100</b>	<b>3780</b>
<b>NER/ER-NR/WR :</b>					
Biswanath Chariyali-Siliguri-Agra ± 800kV HVDC bi-pole line of 6000MW capacity with 3000MW terminal modules at Bishwanath Chariyali and Agra				3000	3000
<b>NER/ER-NR/WR total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>	<b>3000</b>
<b>TOTAL ALL INDIA</b>	<b>5000</b>	<b>9100</b>	<b>14100</b>	<b>23600</b>	<b>37700</b>

### Inter-Regional Transmission Capacity Addition Programme for early 12<sup>th</sup> Plan i.e. 2012-14

Between	Name of System	Power Transfer Capacity (MW)
<b>Additions during 2012-13, 2013-14</b>		
ER - NR	Sasaram-Fatehpur 765kV S/C 2 <sup>nd</sup> line	2100
ER - WR	Ranchi - Sipat Pooling Point 765kV S/C (or 1200kV operated at 765kV) line-2 with ser comp.	2300
NR - WR	RAPP-Nagda 400kV D/C	1000
NR - WR	Agra-Gwalior 765kV line-1 765kV operation	1000
NR - WR	Agra-Gwalior 765kV line-2 765kV operation	1000
WR-SR	Narendra HVDC back-to back with Narendra-Kolhapur 400kV D/C line	1000
WR-SR	Sholapur-Raichur 765kV S/C line-1 - 765kV Operation	1000
WR-SR	Sholapur-Raichur 765kV S/C line-2 for synchronous inter connection of SR	2100
NER/ER-NR/WR	3000MW terminal modules at Siliguri and Agra (2 <sup>nd</sup> module) on Biswanath Chariyali-Siliguri-Agra ± 800kV HVDC bi-pole line	3000
<b>TOTAL ALL INDIA</b>		<b>14500</b>

In addition to existing inter-regional capacity of 14100 MW (200kV and above) of the National Power Grid, there are 12nos. of 132kV inter-regional circuits (4x D/C lines and 4x S/C lines), with total capacity of 600 MW, which are listed below:

<b>List of 132kV Inter-Regional Lines</b>	
Sl. No.	Between Regions / Name of 132kV Inter-Regional Line
<b>Northern-Western</b>	
1.	Neemuch-Udaipur 132 kV S/C line
2.	Seopur Kalan-Sawai Madhopur 132 kV S/C
3.	Rana Pratap Sagar-Gandhi Sagar 132 kV D/C
4.	Rihand-Amarkantak 132 kV S/C line
<b>Western-Southern</b>	
5.	Dandeli-Ponda 132 kV D/C line
<b>Eastern-Northern</b>	
6.	Karamnasa-Sahupuri 132 kV D/C line
7.	Garwa Road-Rihand 132 kV D/C line
<b>Eastern-Northeastern</b>	
8.	Alipurduar-Gosaigaon 132 kV S/C line

4.6.3 Transmission systems within the regions to support the above inter-regional transmission capacity is also planned. For example, together with Muzaffarpur-Gorakhpur 400kV D/C line, Siliguri-Purnia-Muzaffarpur 400kV D/C in the Eastern region and Gorakhpur-Lucknow 400kV D/C and Bareilly-Mandola 400kV

D/C lines in Northern region are under construction. Similarly, together with inter-regional transmission lines that would bring power from Kahalgaon and Barh in Eastern region to Balia in Northern region, transmission system from Balia onwards towards western part of Northern region has been planned. In the Western region, major system strengthening scheme has been programmed for onwards transmission of power to be received through ER-WR inter-regional links. Similarly, transmission system has also been planned on both sides of the inter-regional links between NR and WR and between ER and SR. Details of the inter-regional and regional schemes transmission system for the 10<sup>th</sup> plan and 11<sup>th</sup> plan are given in Chapter-6 and Chapter-7 respectively.

- 4.6.4** Apart from the above, two issues which need special discussion in the context of National Grid are (1) transmission system from the North Eastern Region where development of transmission system within the NER as well as for export of power to outside NER is critical for harnessing the hydro resources, (2) issue of synchronous interconnection of the Southern Region with the rest of Indian grid and (3) transmission system for Ultra Mega Projects which are being steered for speedy implementation so as to materialize by the end of 11<sup>th</sup> Plan/early 12<sup>th</sup> Plan. These and related issues are discussed in the subsequent part of this chapter.
- 4.7 Transmission System for Evacuation of Power from major Generation Projects in the North-eastern Region along with Power from Projects coming up in Sikkim and Bhutan During the 11<sup>th</sup> Plan and early 12<sup>th</sup> Plan Period**
- 4.7.1** Generation projects of 10000 MW have been envisaged during the 11<sup>th</sup> Plan and early 12<sup>th</sup> Plan in the NER, Sikkim and Bhutan. The projects are Tripura Gas (1050 MW), Bongaigaon Thermal (500 MW), Kameng HEP (600 MW), Subansiri Lower HEP (2000 MW), Siang Middle HEP (1000 MW), Tipaimukh HEP (1500 MW), Teesta- I, II, III, IV & VI HEPs in Sikkim (2700 MW), Phunatsangchu-I & II and Mangdechu HEPs in Bhutan (2600MW). The generation from these projects would be utilized in the NER, Sikkim and Bhutan, only to the extent of meeting the increasing load demands in the area. However, even with accelerated growth in local demand, substantial power from these projects would need to be exported to the power deficit regions that is the Northern Region and the Western Region. In order to have an optimum system and addressing the transmission corridor constraints in the chicken neck area (the 'chicken-neck' refers to the area between Siliguri and Bidhan Nagar in West Bengal), a comprehensive transmission system has been evolved.
- 4.7.2** The requirement of power evacuation through the chicken neck has been estimated corresponding to the capacity of hydro projects which may be feasible to develop
-

say in the next 20-25 years. This generation is estimated to be about 35000 MW in NER, about 8000 MW in Sikkim and about 15000 MW in Bhutan. Taking local development at accelerated pace resulting in demand within the NER, Sikkim and Bhutan to be in the range of 10000 – 12000 MW (presently it is about 1500 MW), the transmission requirement through the chicken neck works out to be of the order of 45000 MW. With 800kV HVDC, each bi-pole line of 6000 MW capacity could be planned. The 400kV AC lines in the hybrid system would be each of 1500 MW transmission capacity and multi-circuit of 3000 MW transmission capacity in chicken-neck area.. The total requirement including additional circuits for meeting the contingencies and reliability needs, would work out to 7 or 8 numbers of HVDC bi-pole lines and 4 or 5 numbers of 400kV double circuit lines – a total of 12 numbers of high capacity transmission corridors passing through the chicken neck. For this, RoW requirement would be about 800 m and considering minimum distance between adjacent towers to be such that fall of any tower does not affect the adjoining line, a width of about 1.5 kms would be needed.

- 4.7.3 The option of 765kV transmission system has not found favour that besides a wider RoW, we have to take into account nature of hydro generation. While the system would need to be planned for full generation capacity, in winter months, when the generation would be much less and restricted to just peak hours, the lines can't be kept energized due to reactive power management and resulting high voltage problem. This would require frequent switching of the lines resulting in loss of reliability and also reduced life of equipment. Therefore 765kV bulk transmission would not be recommended choice in this case.
- 4.7.4 The option of hybrid network of HVDC, and high capacity 400kV line has been found to be most suitable from cost, corridor, operational and phased development consideration. As the transmission distance from NER upto NR/WR is quite long – 2000 – 2500 km, the requirement of keeping losses within reasonable and cost effective limits, suggests strongly in favor of adopting as high a HVDC transmission voltage as possible. At present the HVDC voltage for bi-pole transmission in India is 500kV. The highest HVDC system in world is at 600kV at Itaipu, Brazil, which is in operation since 1987. The next higher voltage of 800kV HVDC is under final stages of development.
- 4.7.5 The first 800kV HVDC bi-pole line has been planned from a pooling substation at Biswanath Chariyali in North-eastern Region to Agra in Northern region. This is being programmed for commissioning matching with Subansiri Lower HEP in 2011-12. The transmission line would be for 6000 MW capacity and HVDC terminal capacity would be 3000 MW between Biswanath Chariyali and Agra. In
-

the second phase, for transmission of power from hydro projects at Sikkim and Bhutan pooled at Siliguri, another 3000 MW terminal modules would be added between Siliguri and Agra. It is envisaged to take-up the proposed  $\pm 800\text{kV}$ , 6000MW HVDC bi-pole line from Biswanath Chariyali to Agra under a scheme titled **“Inter-regional Transmission system for power export from NER to NR/WR”**. This would be the first scheme of its kind in the world and this would be a flagship endeavor towards a quantum leap in the Indian Power System.

- 4.7.6 Comprehensive transmission system has been evolved for development in a phased manner, and components of the transmission system associated with specific generation and transmission system from the pooling stations up to the de-pooling stations have been identified. As the transmission system would benefit the NER as well as the other regions, which would avail NER power, all beneficiaries should be the committeres for long-term transmission charges for these transmission systems. The transmission system has two components. The first is generation specific transmission system within the NER and the second is the transmission system for the export of power to outside NER. While the later could be recovered from the beneficiaries outside NER who would be actually utilizing the power, the former needs a separate design for recovery mechanism. Per unit cost of transmission in NER works out to be much higher as compared to other parts of the country. This is due to two factors – firstly, the cost of building transmission lines is higher in NER due to uneven terrain and area specific factors including law and order and secondly, the ratio of installed capacity and firm energy being higher in case of hydro stations and NER having major hydro resources make per unit cost of transmission higher. As a result, the recovery of investment on NER transmission, till recently, has been less than cost of investment. The zonal matrix transmission tariff as suggested by CEA which is based on National pool transmission tariff approach with distance and directional sensitivity would address this issue in a comprehensive manner. Till that is implemented, an alternate solution based on existing regional transmission tariffs would be that beneficiaries outside NER share the transmission charges of identified generation specific transmission system in NER based on power allocation from NER hydro projects. This would enable the beneficiaries out side NER to share the development of transmission system in NER as per their allocations. The total charges of the particular generation specific transmission system in NER could be allocated region-wise based on allocations from that hydro generation to the states within NER and also to the states in other region(s) and recovery of the component of transmission charges allocated to each region could be as a component of regional transmission system for that region.
-

4.7.7 To supply the power from the various generation schemes catering to increasing demand within the North-eastern Region, system strengthening within the NER would also be needed. The requirement of the system strengthening would depend on trend of demand growth in the states. As the additional power supply would come from the generation projects, provision for system strengthening has been kept in each of the generation related transmission schemes.

4.7.8 Scheme-wise details of the proposed transmission system for the NER projects are as following:

➤ **(1) Inter-regional Transmission system from NER to NR/WR :**

The scheme of 'Inter-regional Transmission system for power export from NER to NR/WR' would have two phases. In the first phase, matching with Subansiri Lower HEP, the  $\pm 800\text{kV}$ , HVDC bi-pole line from Biswanath Chariyali to Agra and bi-poles terminals at Biswanath Chariyali and Agra would be provided to get 3000 MW of power transfer capacity between Biswanath Chariyali and Agra. In the second phase, matching with hydro projects in Sikkim and Bhutan, bi-pole terminals at Siliguri and Agra would be provided to get 3000 MW of power transfer between Siliguri and Agra. The total transmission capacity of the bi-pole line would be 6000 MW.

States of North-eastern Region would derive the first benefit of power from projects in NER and consume the power locally to the extent their loads grow. States of Northern Region and Western Region who would be receiving the power exported by NER, would derive the main benefit of this link. Accordingly, it is proposed that the transmission charges for this scheme are shared by NR and WR. For supply to Western Region, two 765kV S/C lines from Agra to Gwalior which have are being taken up to enhance inter-regional transmission capacity between NR and WR. Transmission system beyond Agra in NR and beyond Gwalior in WR is provided as separate system strengthening schemes of the respective regions.

➤ **(2) Transmission System to enable import by NR**

- Bongaigaon – Siliguri 400kV D/C Quad line

➤ **(3) Tripura Gas, 1050 MW**

- Tripura Gas-Silchar-Bongaigaon 400kV D/C line
  - 400/132kV S/S at Tripura Gas and 132kV line to grid s/s
  - 400/132kV S/S at Silchar and 132kV lines to grid s/s
-

➤ **(4) Kameng HEP, NEEPCO, 600 MW**

The transmission system proposed with Kameng HEP is:

- Kameng – Biswanath Chariyali 400kV D/C
- Second 315 MVA 400/220kV ICT at Misa

➤ **(5) Subansiri Lower HEP, NHPC, 2000 MW**

The following evacuation system is proposed from Subansiri Lower HEP:

- Subansiri Lower – Biswanath Chariyali 400kV 2x D/C lines with higher size twin conductors

With commissioning of Siang Middle, 1/3<sup>rd</sup> of transmission system between Subansiri and Biswanath Chariyali would be used for Siang Middle and the sharing of transmission charges would get adjusted accordingly.

➤ **(6) Siang Middle HEP 1000 MW and Tipaimukh HEP 1500 MW (Tentative)**

- Siang Middle – Subansiri Lower 400kV D/C
- 1/3<sup>rd</sup> of Subansiri transmission system up to Biswanath Chariyali
- NER System strengthening with Siang Middle

➤ **(7) Tipaimukh HEP 1500 MW (Tentative)**

- 400/220kV transformer at Tipaimukh generation switchyard
- Tipaimukh – Silchar – Misa 400kV D/C quad
- Misa – Biswanath Chariyali 400kV D/C
- Misa – Bongaigaon 400kV D/C (this line could be considered for advancing to match with Kameng HEP in case of delay in implementation of Bongaigaon TPS)
- Tipaimukh – Imphal – Dimapur 220kV D/C
- NER System strengthening with Tipaimukh

- In addition Misa-Balipara-BiswanathChariyali 400kV D/C and Dimapur-Misa 220kV D/C of existing NER system would also becomes included as part of Tipaimukh transmission system

#### **4.8 Synchronous Inter-connection of Southern Region with rest of Indian Grid**

Synchronous integration of the Southern region with the rest of Indian grid has been under consideration. The proposal has since been firmed up and it is planned to connect SR and WR synchronously through two numbers of 765kV S/C lines between Sholapur/or Parli and Raichur. The two lines together would have total transmission capacity of the order of 4200 MW and are expected to be completed during early 12<sup>th</sup> Plan period. In addition, another HVDC link of 1000 MW capacity between Narendra (SR) and Kohlapur (WR) has also been planned for early 12<sup>th</sup> Plan period. Implementation of the above inter-regional transmission system between SR and WR has been planned matching with Krishnapattnam Ultra Mega generation project

#### **4.9 Transmission System for Ultra Mega Power Projects**

**4.9.1** Ultra Mega Power Projects (UMPP) of 4000 MW each are being steered for speedy implementation so as to materialize by the end of 11<sup>th</sup> Plan/early 12<sup>th</sup> Plan. As this is a recent initiative, these projects are not included in the programme of 11<sup>th</sup> Plan as brought out in the National Electricity Plan – Generation. As such, these are also not included in the studies for 11<sup>th</sup> Plan end scenario as given in Chapter-7 of this document. However, the impact of the Ultra Mega Projects on the inter-regional transmission requirement has been assessed to ensure that the transmission system planned with other generation schemes retains its utility with Ultra Mega Projects also.

**4.9.2** The Ultra Mega Power Projects which are being considered are (1) Mundra in Gujarat, (2) Sasan in Madhya Pradesh, (3) Krishnapattnam in Andhra Pradesh, (4) Talliya in Jharkhand and (5) Sindhudurg in Maharashtra. Additional sites in Karnataka, Chhatisgarh, Orissa, Maharashtra and Tamil Nadu are also being considered. Each of Ultra Mega Project is being envisaged for 4000 MW coal based thermal generation capacity having unit size of 800 MW. Efforts are being made to have one unit at each project programmed within the 11<sup>th</sup> Plan. Mundra in Gujarat and Sasan in Madhya Pradesh are on fast track and expected to materialize as per target. As the projects near the load centers would have larger impact on power flow patterns, projection has been done corresponding to 2013-14, that is



two years down the 12<sup>th</sup> Plan. It is seen that for 2011-12 to 2013-14, the requirement of import by Northern Region increases from 10770 MW to 11770 MW, requirement of Western Region reduces from 6120 MW to 5360 MW and requirement of import by Southern Region also reduces slightly from level of 3010 MW to 2530 MW. Details of projections are given in Chapter 5. As seen, the transmission system developed for 2011-12 would not warrant major revisions.

4.9.3 The transmission systems for Mundra and Sasan Ultra Mega Projects are:

<b>Mundra (Gujarat)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Mundra-Limbdi 400 kV D/C Triple Moose(TM)</li> <li>➤ Mundra-Ranchodpura 400 kV D/C TM</li> <li>➤ Mundra-Jetpur 400 kV D/C TM</li> <li>➤ Kawas-Navsari 400kV D/C</li> <li>➤ Navsari-Mumbai New Location 400kV D/C</li> <li>➤ Wardha-Aurangabad 400kV D/C Quad</li> <li>➤ 765kV Operation of Seoni-Wardha 2xS/C</li> </ul>
<b>Sasan (Madhya Pradesh)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Sasan-Satna 765 kV 2xS/C</li> <li>➤ Satna-Bina 765 kV 2xS/C</li> <li>➤ Bina- Indore 765 kV S/C</li> <li>➤ LILO of Vindhyachal-Satna 400kV D/C at Sasan</li> </ul>

## Chapter 5

# PROJECTED REQUIREMENT OF INTER-REGIONAL TRANSMISSION OF POWER

### 5.1 Introduction

Development Plan for National Grid System for a perspective scenario requires determination of capacity and topology of the grid corresponding to that scenario. This, in turn, requires assessment of power exchange needs, based on which transmission expansion plan could be worked out. Power exchange needs would depend upon the projected scenario of surpluses and deficits in various regions taking into account the regional plans of generation capacity additions and growths in demand. The inter-regional exchange needs would vary from season to season as well as during the peak and off peak periods of the day. Therefore, the possible scenarios of regional surpluses and deficits corresponding to various operating conditions are projected and extreme dispatch conditions considered for determination of transmission expansion plan.

### 5.2 Assessment of Inter-Regional Power Exchange Requirements

For assessing the inter-regional power exchange requirements, the possible scenarios of regional surpluses and deficits corresponding to each year upto the end of 11th Plan (i.e. each year upto 20<sup>11</sup>-12) has been projected for the peak and off-peak conditions of winter, summer and monsoon months. The projection, based on the programme of generation and anticipated demand, aims at estimating the transmission requirement at the inter-regional level. The National grid system evolved on this projection would provide a robust transmission system that would be able to cater to the needs of various feasible operating scenarios and also provide required margins to support market oriented power exchanges.

### 5.3 Generation Programme

All-India generation capacity existing in the beginning of 10<sup>th</sup> Plan was 103.7 GW. About 22.1 GW is added during the 10<sup>th</sup> Plan period (including 1020 MW from Tala in Bhutan), and the programme is to add 78.5 GW during 11<sup>th</sup> Plan. Region-wise generation capacities by the end of 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plans are given in the following tables:

---

**All figures in MW**

	<b>Estimated X Plan</b>		
	<b>Hydro</b>	<b>Thermal</b>	<b>Total</b>
NR	8499	19577	28076
WR	4342	26443	30785
SR	9868	16210	26078
ER*	2814	13735	16549
NER	1101	1140	2241
All India \$	26624	77105	103729

**Note**

\*- ER includes 360 MW import from Chukha in Bhutan.

\$ - All India figure considered for transmission planning does not include 49 MW of Installed Capacity in Islands and 1628 MW of Wind Projects.

	<b>Addition During X Plan</b>			<b>Capacity at the End of X Plan</b>		
	<b>Hydro</b>	<b>Thermal</b>	<b>Total</b>	<b>Hydro</b>	<b>Thermal</b>	<b>Total</b>
NR	4296	3111	7407	12795	22688	35483
WR	2545	3749	6294	6887	30192	37079
SR	920	3224	4144	10788	19434	30222
ER**	1020	3080	4100	3834	16815	20649
NER	125	104	229	1226	1244	2470
All India	8906	13268	22174**	35530	90373	125903

\*\* Expected addition of 22174 MW during X Plan includes 1020 MW of import from Tala HEP in Bhutan and excludes 26 MW addition in Islands (21180 MW in X Plan in India, + 1020(from Tala) - 26(Islands) = 22174)

	<b>Addition During XI Plan(Programmed)</b>			<b>Capacity at the End of XI Plan</b>		
	<b>Hydro</b>	<b>Thermal</b>	<b>Total</b>	<b>Hydro</b>	<b>Thermal</b>	<b>Total</b>
NR	8769	13590	22359	21564	36278	57842
WR	1170	18366	19506	8057	48528	56585
SR	1217	13301	14518	12005	32735	44740
ER	2673	15190	17863	6507	32005	38512
NER	2724	1560	4284	3950	2804	6754
All India	16553	61977	78530	52083	152350	204433

## 5.4 Projections of Availability, Demand and Deficit/Surplus

Region-wise projections of Projected Availability, Demand and Deficit/Surplus have been detailed in the following table:

Season-wise peak / off-peak availability and demand scenarios for 11th Plan end i.e. 2011-12

Winter
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Winter Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
29782	32767	-2985
42147	34041	8106
30031	26103	3928
27657	10946	16711
2638	1862	776
132256	105718.5	26537

Winter Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
36251	46810	-10559
45528	50275	-4747
33676	35426	-1749
30449	15998	14451
4218	2660	1558
150122	151169	-1047

Monsoon
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Monsoon Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
45394	32767	12627
43828	36659	7169
32203	26103	6100
27899	10946	16953
5658	1862	3796
154982	108337	46645

Monsoon Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
45394	42129	3265
45598	47133	-1535
34648	33561	1087
29389	14314	15075
5658	2394	3264
160686	139531	21155

Summer
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Summer Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
38407	42129	-3722
43758	36659	7099
30817	26103	4714
27453	10946	16507
4613	1862	2751
145049	117699	27350

Summer Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
40564	45874	-5310
46334	52370	-6036
34462	37290	-2828
30244	15998	14246
5403	2660	2743
157007	154192	2615

## 5.5 Projections for 2013-14 for Ultra Mega Projects

Projections up to 2013-14 in which Ultra Mega Projects have also been considered are given below:

Season-wise peak / off-peak availability and demand scenarios for 2013-14 taking into account Ultra Mega Projects

Winter
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Winter Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
30288	37177	-6890
54893	43407	11486
42442	30443	11999
32055	14259	17796
2537	2254	283
162214	127540	34674

Winter Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
41338	53110	-11772
58744	62010	-3266
47988	41316	6672
35821	20370	15451
5419	3220	2199
189309	180026	9283

Monsoon
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Monsoon Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
48811	37177	11634
53517	43407	10110
44330	30443	13887
33495	14259	19236
8187	2254	5933
188340	127540	60800

Monsoon Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
51574	47799	3775
55228	55809	-581
46795	39141	7654
35378	18333	17045
8907	2898	6009
197882	163980	33902

Summer
Regions
Northern
Western
Southern
Eastern
North-Eastern
Total

Summer Off Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
43431	47799	-4368
54086	43407	10679
43662	30443	13219
32352	14259	18093
6139	2254	3885
179669	139162	41507

Summer Peak		
Availability	Demand	Surplus(+) Deficit (-)
47575	53110	-5535
56653	62010	-5357
47359	43490	3869
35178	20370	14806
7580	3220	4360
194343	182200	12143

Basis : Load Growth continued at same rate that is 8% for NR, WR and SR and 10% for ER and NER

## Chapter 6

# X PLAN PROGRAMME AND ACHIEVEMENTS

### 6.1 Introduction

- 6.1.1** At the end of IX Five-Year Plan, corresponding to the total installed generation capacity of 105 GW as on 31<sup>st</sup> March 2002 and peak demand of 73 GW, the transmission system in the country at 765/HVDC/400/230/220/132/110 kV stood at 257 thousand circuit kilometers (Tckm) of transmission lines and 292 GVA of substation capacity. The corresponding sub-transmission system and distribution system stood at 302 Tckm and 115 GVA at 66/33/22kV, 1758 Tckm at 15/11/6.6/3.3/2.2kV, 176 GVA of distribution transformers and 3680 Tckm of LT lines.
- 6.1.2** Considering the shortages (12.6% in peaking and 7.5% in energy) as at the end of 9<sup>th</sup> plan and to meet the demand as forecasted by the 16<sup>th</sup> EPS, the generation capacity addition requirement for the X Plan was assessed to be 57 GW. However, taking into account the resource constraints and factoring that the demand growths was likely to be less than the 16<sup>th</sup> EPS projections, a moderated capacity addition programme of 41 GW comprising 14.4 GW of hydro, 25.4 GW of thermal and 1.3 GW of nuclear was fixed as the target for the X plan. Based on the list of generation projects corresponding to this programme of 41 GW, transmission requirements at 132 kV level and above including the power evacuation system as well as network strengthening were identified. This transmission programme became the basis for taking up detailed planning exercise and finalizing of their transmission development programme by the Central Transmission Utility and the State Transmission Utilities corresponding to the actual pace of 10<sup>th</sup> Plan development happening in generation and the actual area-wise load growths.
- 6.1.3** The actual generation capacity addition during 10<sup>th</sup> Plan has been at variance with respect to the 41 GW plan. Accordingly, the actual 10<sup>th</sup> Plan transmission programme has also been at variance. Apart from changes in associated transmission system corresponding to deferred /slipped /changed generation, also necessitated review of transmission needs. Accordingly, the transmission programme taken-up for execution was revised as per the actual needs matching with generation projects.
-

## 6.2 Summary of X Plan Transmission Programme

Summary of 10<sup>th</sup> Plan transmission achievements (up to 31<sup>st</sup> March 2007), is tabulated below:

Transmission System Type / Voltage Class	Unit	As at the end of IX Plan i.e. March 2002	Addition during X Plan i.e. 2002-07	As at the end of X Plan i.e. March 2007
<b>TRANSMISSION LINES</b>				
(a) 765 kV	ckm	971	733	1704
(b) HVDC $\pm$ 500kV Bipole	ckm	3138	2734	5872
(c) 400 kV	ckm	49378	26344	75722
(d) 230/220kV	ckm	96993	17636	114629
(e) HVDC 200kV Monopole	ckm	162	0	162
<b>Total of (a),(b),(c),(d) &amp;(e)</b>	<b>ckm</b>	<b>150642</b>	<b>47447</b>	<b>198089</b>
<b>SUBSTATIONS</b>				
(a) 765 kV	MVA	0	2000	2000
(b) 400 kV	MVA	60380	32562	92942
(c) 230/220 kV	MVA	116363	40134	156497
<b>Total of (a), (b) &amp; (c)</b>	<b>MVA</b>	<b>176743</b>	<b>74696</b>	<b>251439</b>
<b>HVDC</b>				
(a) Bi-pole link capacity	MW	3000	2000	5000
(b) Back-to back capacity	MW	2000	1000	3000
(c) Mono-pole link capacity	MW	200	0	200
<b>Total of (a), (b) &amp; (c)</b>	<b>MW</b>	<b>5200</b>	<b>3000</b>	<b>8200</b>

## 6.3 Development of HVDC Systems during X Plan

Talcher – Kolar HVDC  $\pm$  500kV Bipole of 2000 MW capacity, Sasaram HVDC back-to-back of 500 MW capacity and Gazuwaka HVDC back-to-back second module of 500 MW capacity were added during the X Plan. A summary of development of HVDC systems in India during the X Plan period, is given below:

HVDC Transmission Systems -- Achievements during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07				As at the end of 9th Plan	2002- 03	2003- 04	2004- 05	2005- 06	2006- 07	As at the end of 10th Plan i.e. 3/2007
<b>HVDC Bipole Line</b>										
Chnadrapur-Padghe	± 500kV	MSEB	ckm	1504						1504
Rihand-Dadri	± 500kV	PGCIL	ckm	1634						1634
Talcher-Kolar	± 500kV	PGCIL	ckm		2734					2734
<b>TOTAL</b>			<b>ckm</b>	<b>3138</b>	<b>2734</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5872</b>
<b>HVDC Bi-pole Transmission Capacity</b>										
Chnadrapur-Padghe	bipole	MSEB	MW	1500						1500
Rihand-Dadri	bipole	PGCIL	MW	1500						1500
Talcher-Kolar	bipole	PGCIL	MW		1000	1000				2000
<b>TOTAL</b>			<b>MW</b>	<b>3000</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5000</b>
<b>HVDC Back-to-back Transmission Capacity</b>										
Vindhachal	b-t-b	PGCIL	MW	500						500
Chandrapur	b-t-b	PGCIL	MW	1000						1000
Gazuwaka	b-t-b	PGCIL	MW	500			500			1000
Sasaram	b-t-b	PGCIL	MW		500					500
<b>TOTAL</b>			<b>MW</b>	<b>2000</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>
<b>HVDC Monopole Line</b>										
Barsur-Lower Sileru	200kV	CSEB/ AP TRANSCO	ckm	162						162
<b>TOTAL</b>			<b>ckm</b>	<b>162</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162</b>
<b>HVDC Mono-pole Transmission Capacity</b>										
Barsur-Lower Sileru	Mono- pole	CSEB/ AP TRANSCO	MW	200						200
<b>TOTAL</b>				<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>200</b>
<b>Grand Total</b>			<b>ckm</b>	<b>3300</b>	<b>2734</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>6034</b>
			<b>MW</b>	<b>5200</b>	<b>1500</b>	<b>1000</b>	<b>500</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8200</b>



## 6.4 Development of 765 kV Systems during X Plan

Currently, all of the 765 kV systems in the country are operated at 400 kV. The 765 kV bus at Sipat S/S has been charged at 765 kV, the transmission line from Sipat to Seoni, would be commissioned in 2007 and would be operated at 765 kV, thus setting a new milestone in development of transmission system in the country. A summary of development of 765 kV transmission system in India during the X Plan period, is given below:

765kV Transmission Systems – Achievements during 10 <sup>th</sup> Plan 2002-07					As at the end of 9th Plan	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	As at the end of 10th Plan i.e. 3/2007
<b>765kV Transmission Lines</b>											
Anpara-Unnao	S/C	UPPCL	ckm		409						409
Kishenpur-Moga L-1(W)	S/C	PGCIL	ckm		275						275
Kishenpur-Moga L-2(E)	S/C	PGCIL	ckm		287						287
Tehri-Meerut Line-1	S/C	PGCIL	ckm						186		186
Tehri-Meerut Line-2	S/C	PGCIL	ckm							184	184
Agra-Gwalior Line-1	S/C	PGCIL	ckm							128	128
Bina-Gwalior Line-1	S/C	PGCIL	ckm							235	235
<b>TOTAL</b>			<b>ckm</b>		<b>971</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>186</b>	<b>547</b>	<b>1704</b>
<b>765kV Sub-stations (765/400kV)</b>											
Sipat		PGCIL	MVA							2000	2000
<b>TOTAL</b>			<b>MVA</b>							<b>2000</b>	<b>2000</b>

## 6.5 Programme and Achievements during X Plan

In respect of 400kV and 220kV transmission system, the actual achievements during the first four years of the 10<sup>th</sup> Plan i.e. 2002-03, 2003-04, 2004-05, 2005-06 and 2006-07, are detailed at Annex-6.1, Annex-6.2, Annex-6.3, Annex-6.4 and Annex 6.5, respectively. As the transmission plan corresponding to 41GW programme, originally identified in the beginning, is still a basis for consideration for reworking the evacuation system for the slipped/deferred-generation projects as and when these generation projects materialize, the same is also included in this document and given at Annex-6.6.

These Annex contain the following:

- Annex-6.1: Transmission lines and sub-station at 400 kV and 220 kV completed during the year 2002-03.
- Annex-6.2: Transmission lines and sub-station at 400 kV and 220 kV completed during the year 2003-04.
- Annex-6.3: Transmission lines and sub-station at 400 kV and 220 kV completed during the year 2004-05.
- Annex-6.4: Transmission lines and sub-station at 400 kV and 220 kV completed during the year 2005-06.
- Annex-6.5: Transmission lines and sub-station at 400 kV and 220 kV completed during the year 2006-07.
- Annex 6.6: Transmission plan corresponding to 41 GW programme as was identified at the beginning of 10<sup>th</sup> Plan.

## **6.6 Development of National Grid during the 10<sup>th</sup> Plan**

At the end of the 9<sup>th</sup> Plan, the inter-regional transmission capacity at 200kV and above was 5000 MW. During the X Plan, additional 9100 MW of inter-regional transmission capacity has been added taking the total inter-regional transmission capacity at 200kV and above level to 14100 MW by the end of X Plan. Details in respect of the above are given in Chapter-4.

## **6.7 Development of Regional Grids during the 10<sup>th</sup> Plan**

Major transmission schemes completed and programmed under the development plan of the Regional Grids during the 10<sup>th</sup> Plan are as following:

### **6.7.1 Northern Region**

In Northern Region, the following inter-state transmission schemes were planned for benefit during X Plan.

---

Sl. No.	Name of Scheme	Scheme Description
1.	Series Comp + TCSC on Kanpur-Ballabgarh 400kV S/C	In this scheme 40 % fixed series compensation and 15 % variable compensation is proposed on Kanpur-Ballabgarh 400 kV S/C line. This would increase the power transfer capability from Eastern to Western part of Northern Grid and improve stability of Northern Grid.
2.	System Strengthening in Singrauli-Vindhyachal corridor	(a) Opening of existing 400 kV line between Vindhyachal-Kanpur at Vindhyachal end and connecting it to Singrauli end so as to form Singrauli-Kanpur 400 kV S/C (3 <sup>rd</sup> ckt) (b) Singrauli-Vindhyachal 400 kV S/C (2 <sup>nd</sup> ckt) to utilize the vacant bay as created above
3.	Transmission system associated with Dhauli Ganga	(a) Dhauli Ganga- Bareilly 400 kV D/C (initially operated at 220 kV)
4.	Northern Region System strengthening scheme-I	(a) Kanpur-Auraiya 400 D/C (b) Bareilly Switching station of PG, 400kV (c) LILO of Lucknow-Moradabad 400 kV S/C at Bareilly (PG) (d) LILO of Bareilly-Mandola 400kV D/C at Bareilly (PG) 2x D/C (e) Bareilly (PG)-Moradabad 400kV S/C (f) LILO of Sultanpur-Lucknow 400kV S/C at Lucknow PG
5.	Northern Region System strengthening scheme-II	(a) Fixed series compensation of 40% on Allahabad-Mainpuri 400 kV D/C line designed for 95°C (b) Agra-Jaipur 400 kV DC (c) Wagoora 400/220 kV, 3rd transformer
6.	Transmission system associated with Dulhasti	(a) Dulhasti-Kishenpur 400 kV S/C (b) Kishenpur-Wagoora 400 kV D/C (c) Kishenpur 315 MVA 400/220 kV S/S
7.	Transmission system associated with Rihand-II	(a) Rihand-Alahabad 400 kV D/C (b) Dadri - Panipat 400 kV S/C - 2nd ckt (c) Patiala- Malerkotla 400 kV S/C (d) LILO of 400 kV Nalagarh -Hissar one Ckt at Kaithal S/S (e) LILO of 400 kV Nalagarh -Hissar one Ckt at Patiala S/S (f) Rihand- Mainpuri-Ballabgarh 400 kV D/C (g) Kaithal 630 MVA 400/220 kV S/S (h) Patiala 630 MVA 400/220 kV S/S (i) Mainpuri 315 MVA 400/220 kV S/S (Aug.) (j) Abdullapur 315 MVA 400/220 kV S/S 3rd ICT (Aug.)
8.	Northern Region System strengthening scheme-III	(a) Malerkotla - Ludhiana-Jullundhar 400kV S/C (b) LILO of one ckt Moga-Hissar 400kV D/C (c) Ludhiana 400/220kV S/, 2x315 MVA (d) Fatehabad 400/220kV S/, 2x315 MVA
9.	Transmission system associated with Sewa-II	(a) Sewa -Hiranagar 132 kV D/C (b) Sewa - Khatua 132 kV via Mahanpur
10.	Transmission system associated with Parbati-II	(a) Parbati-Nalagarh 400 kV 2xS/C (Quad)

Sl. No.	Name of Scheme	Scheme Description
11.	Transmission system associated with Koteshwar	a) Koteshwar-Tehri Pooling Point 400 kV D/C line b) LILO of Tehri-Meerut at Tehri PP c) Series comp. of 50% on TehriPP-Meerut 2xS/C d) Tehri GIS Pooling Station
12.	Northern Region System strengthening scheme-IV	a) Provision of SVC support in NR system. (Total quantum of compensation, their size and location would be identified after further studies.)
13.	Transmission system associated with RAPP-5&6	a) RAPP-Kankroli 400 kV D/C b) RAPP-Kota 400 kV S/C c) Kota 400/220 kV 3x250 MVA S/S d) Kankroli 400/220 kV 3x315 MVA S/S
14.	Northern Region System strengthening scheme-V	a) LILO of 400 kV Hissar-Jaipur at Bhiwadi b) Bhiwadi-Agra 400kV D/C c) Bhiwadi-Moga 400kV D/C
15.	System strengthening in Roorkee	a) Establishment of Roorkee 1x315 MVA 400/220 kV S/S by LILO of Rishikesh- Muzaffarpur S/C line at Roorkee S/S
16.	Additional transformers at Moga and Amritsar	a) Moga 400/220 kV 1x250 MVA (Aug) 3 <sup>rd</sup> transformer b) Amritsar 400/220 kV 1x315 MVA (Aug) 3 <sup>rd</sup> transformer
17.	Tala Transmission System for NR	a) Gorakhpur-Lucknow (new) 400 kV D/C b) Lucknow (New)-Unnao 400 kV D/C c) Bareilly- Mandola 400 kV D/C d) LILO of 400 kV Dadri-Samaypur D/C line at Maharani Bagh-2x D/C e) Gorakhpur (new)-Gorakhpur (UP) interconnection 400 kV D/C f) Gorakhpur 1x315 MVA 400/220 kV S/S (new) with 2x63 MVAR L/R g) New Lucknow 1x315 MVA 400/220 kV S/S (new) h) Maharani Bagh 2x315 MVA 400/220 kV S/S (new)
18.	Tala Supplementary Transmission System in NR	a) Jullandhar-Amritsar 400kV S/C line and 400/220kV 1x315 MVA s/s at Amritsar b) Bahadurgarh 400/220kV 1x315 MVA s/s by LILO of Bawana-Bhiwani 400kV line c) 2 <sup>nd</sup> 315 MVA 400/220kV transfrmr at Gorakhpur
19.	Supplementary Transmission system associated with RAPP-5&6	a) Kota-Merta 400 kV D/C b) Kankroli-Jodhpur 400 kV S/C
20.	Associated Tr. System of Kahalgaon-II Phase-I(2x500 MW) and Phase-II (1x500 MW) in NR	a) Balia-Mau 400 kV D/C b) Balia-Lucknow (PG) 400 kV D/C with ser cap c) Lucknow (PG)-Bareilly (PG) 400 kV D/C ..

## 6.7.2 Western Region

In Western Region the following inter-state transmission schemes were planned for benefit during X Plan.

Sl. No.	Name of Scheme	Description
1.	Associated Transmission System of TAPP 3&4	a) Tarapur-Boisar 400kV D/C b) TAPP(Extn.)-Boisar 220kV S/C (For start up power) c) Tarapur-Padghe 400kV D/C d) LILO of Gandhar-Padghe 400 kV S/C at Vapi (PG) e) LILO of Gandhar-Padghe 400 kV S/C at Boisar (PG) f) Vapi (PG) 2x315 MVA 400/220 kV S/S g) Boisar (PG) 2x315 MVA 400/220 kV S/S
2.	Raipur-Bhadrawati 400kV D/C	a) Raipur-Bhadrawati 400 kV D/C
3.	Bhadrawati-Chandrapur 400kV D/C	a) Bhadrawati-Chandrapur 400kV D/C
4.	Associated Tr. System of Vindhyachal-III (2x500 MW)	a) Vindhyachal-Satna-Bina 400 kV D/C b) LILO of both ckts of Rourkela-Raipur 400 kV D/C line at Raigarh c) LILO of both ckts of Satna-Bina (MPSEB) 400 kV D/C line at Bina (PG) d) Raigarh 2x315 MVA 400/220 kV S/S e) Bina (PG) 400/220kV Switching sub-station
5.	Vindhyachal-Korba 400 kV S/C line (2 <sup>nd</sup> ckt.)	a) Vindhyachal-Korba 400 kV S/C line (2 <sup>nd</sup> ckt.)
6.	Bina-Nagda 400 kV D/C line	a) Bina-Nagda 400 kV D/C line
7.	Associated Tr. System of Sipat-I (3x660 MW)	a) Sipat-Seoni 765 kV 2X S/C b) Seoni-Khandwa 400 kV D/C (Quad AAAC) c) Nagda-Dehgam 400 kV D/C d) LILO of Korba-Raipur at Sipat 400 kV D/C e) LILO of Satpura-Bhilai at Seoni 400 kV D/C f) LILO of both ckts of S. Sarover-Nagda 400 kV D/C line at Rajgarh g) Seoni 7x500 MVA 765/400 kV and 2x315 MVA 400/220 kV S/S h) Rajgarh 2x315 MVA 400/220 kV S/S
8.	Associated Tr. System of Sipat-II (2x500 MW)	a) Khandwa-Rajgarh 400 kV D/C b) Bina-Gwalior 765 kV S/C (initially op. at 400 kV) c) Seoni 765/400 kV 3x500 MVA (Aug.) d) LILO of 400 kV Korba-Raipur 400 kV line at Bhatapara. e) Bhatapara 2x315 MVA 400/220 kV S/S
9.	Sipat-Raipur 400 kV D/C line	a) Sipat-Raipur 400 kV D/C
10.	Transmission System associated with Gandhar-II (1350 MW)	a) Gandhar (NTPC)-Rajkot (GEB) 400 kV D/C b) Gandhar (NTPC)-Kawas 400 kV D/C c) LILO of both circuits of Bina-Nagda 400 kV D/C line at Shujalpur d) Establishment of 2x315 MVA 400/220 kV substation at

Sl. No.	Name of Scheme	Description
		Shujalpur
11.	Transmission System associated with Kawas-II (1350 MW)	a) Kawas-II-Vapi (PG) 400 kV D/C Quad b) Vapi (PG)- Navi Mumbai 400 kV D/C c) LILO of Lonikhand – Kalwa 400 kV S/C line at Navi Mumbai, d) Vapi (PG)-Khadoli (DNH) 220 kV D/C e) Establishment of 400/220 kV 2x315 MVA S/S at Navi Mumbai (GIS in case adequate land is not available). f) LILO of Apta-Kalwa and Kharghar-Kandalgaon 220 kV D/C lines at Navi Mumbai. (LILO works under preview of MSEB, 220 kV bay provision at Navi Mumbai by PGCIL) g) Installation of 400/220 kV 1x315 MVA 3 <sup>rd</sup> transformer at Vapi
12.	To provide direct linkage to DNH and Daman & Diu from regional Vapi 400/220 kV s/s.	Construction of multi circuit 2xD/C line between Vapi (PG) and line alignment of the 220 kV lines from Bhilad-Kharadpada & Bhilad-Magarwada thereby creating Vapi (PG)-Magarwada 220 kV D/C and Vapi (PG)-Kharadpada 220 kV D/C line by bypassing both the lines at Bhilad.
13.	Sipat-II Supplementary Transmission Scheme	a) Seoni-Wardha, 765kV S/C line (initially op. at 400kV) b) Wardha-Akola, 400kV D/C line c) Akola-Aurangabad, 400kV D/C

### 6.7.3 Southern Region

In Southern Region the following inter-state transmission schemes were planned for benefit during X Plan.

Sl. No.	Name of Scheme	Description
1.	Talcher-II evacuation System in SR that is 400kV System for power dispersal from Kolar	a) Kolar-Hoody 400kV D/C b) Kolar-Chennai(SPBudur) 400kV S/C c) Kolar-Hosur-Salem 400kV S/C d) Salem-Udumalpet 400kV S/C e) LILO of Cuddapah-Somanhalli at Kolar f) 400kV s/s at Hosur 2x315 MVA g) 400kV Kolar s/s 2x315MVA
2.	Series Comp on Nagarjuna Sagar-Cuddapah and Gooty-Neelnamangla 400 kV lines	a) 50% series compensation on both the circuits of Gooty-Bangalore 400 kV 2xS/C and Nagarjuna Sagar-Cuddapah 400 kV D/C
3.	Kaiga-Narendra 400 kV D/C	a) Kaiga-Narendra 400 kV D/C
4.	Establishment of Narendra 400/220 kV S/S	a) Establishment of 2x315 MVA 400/220 kV S/S at Narendra

Sl. No.	Name of Scheme	Description
5.	Southern Region System strengthening scheme-IV	a) LILO of Nagarjunasagar-Raichur 400 kV S/C line at Mehboobnagar b) LILO of both the circuits of Nellore-Sripurambudur 400 kV D/C line at Alamatti 400kV S/S
6.	Neelamangla-Mysore transmission system	a) Neelamangla-Mysore 400 kV D/C line b) Mysore 2x315MVA 400/220 kV S/S
7.	Madurai-Thiruvananthapuram	a) Madurai-Thiruvananthapuram 400 kV D/C line b) Thiruvananthapuram 400/220kV 2x315MVA substation
8.	Transmission system associated with Ramagundam-III	a) Ramagundam-Hyderabad 400kV D/C line b) Hyderabad-Kurnool-Gooty 400kV S/C line c) Khammam-Nagarjunasagar 400kV S/C line d) Gooty-Neelamangala 400kV S/C line
9.	Southern Region System strengthening scheme-V	a) Augmentation of Transformer capacity by 1x315 MVA at Munirabad, Cuddapah, Gooty, Khammam, Gazuwaka and 3x167 MVA at Kolar 400 kV Substations b) 1x80 MVAR Bus reactor at Nellore 400kV S/S
10.	Southern Region System strengthening scheme-III	a) Raichur-Gooty 400 kV D/C (Quad) line b) Neelamangala- Somanahaly 400 kV D/C
11.	Southern Region System strengthening scheme-VI	a) LILO of both the circuits of Gazuwaka-Vijayawada 400kV D/C line at Vernagiri 400 kV S/S b) 2 <sup>nd</sup> 1x315 MVA 400/220kV Transformer at Vijayawada

#### 6.7.4 Eastern Region

In Eastern Region the following inter-state transmission schemes were planned for benefit during X Plan.

Sl. No.	Name of Scheme	Description
1.	LILO of Silliguri-Gangtok 132 kV line at Melli	a) LILO of one ckt of Silliguri-Gangtok 132 kV D/C line at Melli
2.	Installation of 2nd ICT at Indravati OHPC	a) Indravati 1x315 MVA 400/220 kV 2 <sup>nd</sup> Trf. (Aug.)
3.	LILO of Rangit-Silliguri at Gangtok	a) LILO of one ckt of 132 kV Rangit-Silliguri at Gangtok
4.	Tala Transmission System (ER)	a) Bhutan border to Siliguri 400kV 2xD/C b) Siliguri-Purnia 400kV quad D/C c) Purnia-Muzzafpur 400kV quad D/C d) Muzaffarpur 400kV s/s with inter-connection to 220kV s/s
5.	Transmission system associated with Teesta-V	e) Teesta-Silliguri 400 kV D/C

Sl. No.	Name of Scheme	Description
6.	Tala Supplementary Scheme for ER	(a) Biharsharif – Muzaffarpur 400kV D/C-129km (b) 2x315 MVA, 400/220kV S/S at Subhasgram (c) 2 <sup>nd</sup> 315 MVA, 400/220kV ICT at Siliguri
7.	Associated Tr. System of Kahalgaon-II Phase-I(2x500 MW) and Phase-II (1x500 MW) in ER	(a) Kahalgaon-Patna 400 kV D/C quad (b) Maithon (PG)-Ranchi 400 kV D/C (c) 2x315 MVA 400/220 kV Patna s/s (d) 2x315 MVA 400/220 kV Ranchi s/s

### 6.7.5 Inter-Regional Schemes

The following inter-regional transmission schemes were planned for benefit during X Plan.

Sl. No.	Name of Scheme	Description
1.	ER-WR interconnection	(a) Rourkela-Raipur 400kV D/C (b) TCSC on Rourkela-Raipur 400kV D/C
2.	ER-NR interconnection	(a) Sasaram HVDC back-to back 500MW (b) Biharsharif-Sasaram 400kV D/C (c) Sasaram-Allahabad 400kV D/C
3.	Talcher-II evacuation System	(a) Talcher-Kolar 2000 MW HVDC bi-pole line (b) Increasing capacity of Talcher-Kolar HVDC bi-pole line from 2000MW to 2500MW
4.	ER-SR link strengthening	(a) Second 500MW HVDC back-to back at Gazuwaka (b) Series Capacitors on 400kV lines in ER for increasing transmission capacity to Gazuwaka
5.	ER-NR inter-connector with Tala Transmission System	(a) Muzaffarpur-Gorakhpur 400kV quad D/C with TCSC
6.	Associated Tr. System of Kahalgaon-II Phase-I(2x500 MW) and Phase-II (1x500 MW)	(a) Patna-Balia 400kV D/C quad (b) Biharsharif-Balia 400kV D/C quad (c) Ranchi-Sipat 400 kV D/C with 40 % series compensation (d) Agra-Gwalior 765 kV S/C (initially op. at 400 kV)

### 6.8 Intra-State Transmission Programme

Generation capacity additions are being planned under State / Private / Central sectors to meet future load growth of the State utilities. As per the Electricity Act 2003, the development of intra-state transmission network is the responsibility of the concerned State Transmission Utility. As part of the Regional Grids and the National Grid which covers the inter-regional transmission system together with back-up network in the regional grid systems, the requirement of strengthening in



the grid network at 400 kV and above would, now onwards, mostly get covered under inter-state systems, and the intra-state system would require network at 400 kV and above in specific cases only. Requirement of 220kV system in intra-state network has been evolved in coordination with the overall 400kV network plan. Annexes 6.1 to 6.6 include the total transmission programme and achievements for the 10<sup>th</sup> Plan period for inter-state as well as intra-state transmission system at 220kV and above.

---

## Annexure 6.1

Page 1 of 5

**STATEMENT SHOWING THE TRANSMISSION LINES COMPLETED DURING 02-03**

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckt.	No. of ckt.	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
---------	--	-------------	----------------	-------------------	----------------

**I. 400 KV LINES**

1	Kolar - Arakkonam (KAR portion)	S/C	POWERGRID	161	Jun-02
2	Arakkonam - Chennai (TN portion)	S/C	POWERGRID	45	Jun-02
3	LILO of Bongaigaon-Malda(ckt-I) at Siliguri	D/C	POWERGRID	10	Jul-02
4	Raipur-Kanaktura (WR portion)	D/C	POWERGRID	456	Sep-02
5	Palakkodu - Salem	S/C	POWERGRID	84	Oct-02
6	Kolar - Hoody	D/C	POWERGRID	102	Oct-02
7	Kolhapur - Mapusa	D/C	POWERGRID	300	Oct-02
8	Meerut - Mandaula	S/C	POWERGRID	120	Dec-02
9	Jamshedpur - Rourkela (2nd ckt)	S/C	POWERGRID	130	Dec-02
10	Kolar - Hdsur-Palakkoddu	S/C	POWERGRID	181	Feb-03
11	LILO of Bassi-Ballabgarh at Bhiwadi	D/C	POWERGRID	70	Feb-03
12	Kanaktura-Raurkela (ER portion)	D/C	POWERGRID	369	Feb-03
13	Vijaywada-Upallpadu	D/C	POWERGRID	328	Feb-03
14	Uppalpadu-Nellore	D/C	POWERGRID	354	Feb-03
15	Nellore-Sripurumbudur	D/C	POWERGRID	378	Feb-03
			POWERGRID	3088	
16	400 kV Vizag S/S-Khammam 400 kV S/S	D/C	APTRANSCO	730	May-02
17	Shimoga-Srirampura-Neelmangla	D/C	KPTCL	520	May-02

**Total 400 kv****4338****II. 220 KV LINES**

1	Ailhabad-Rewa Road		POWERGRID	61	Nov-02
2	Purnea (New)-Purnea	D/C	POWERGRID	21	Nov-02
3	LILO of Modipuram-Muzaffarnagar at Meerut	D/C	POWERGRID	5	Nov-02
4	LILO of Modipuram-Simbholi at Meerut	D/C	POWERGRID	19	Jan-03
5	LILO of Birpara-Siliguri at Siliguri	D/C	POWERGRID	5	Feb-03
			POWERGRID	37	
6	Mejia TPS-Maithon (Kalyaneshwari)	D/C	DVC	112	Feb-03
7	2nd ckt. Strg of Gooty-Bhogasamudram	D/C	APTRANSCO	45	May-02
8	2 nd ckt strg of Kodur - Renigunta	D/C	APTRANSCO	52	May-02
9	Bhogasamudram-Tadipatri	S/C on D/C	APTRANSCO	19	Jun-02
10	Renigunta - Chittoor (2nd ckt strng)		APTRANSCO	86	Jun-02
11	Vemagiri Sw.stn -Bommur S/S	D/C	APTRANSCO	8	Jul-02
12	LILO of Bommur-Vijeswaram to Vemagiri sw. stn.	D/C	APTRANSCO	5	Jul-02
13	Peddapuram Sw.Stn. - Vemagiri sw. stn.	D/C	APTRANSCO	82	Aug-02
14	LILO of Lower Sileru-Bommur to Rampachodavaram	D/C	APTRANSCO	15	Aug-02
15	Ramagundam-Jagityal S/C on D/C	S/C on D/C	APTRANSCO	66	Sep-02
16	Mamidipally-Yeddumailaram	S/C on D/C	APTRANSCO	63	Oct-02
17	LILO of Mamidipally-Gachibowli to Shivaramapally	D/C	APTRANSCO	5	Nov-02
18	KTS-Manuguru (2nd ckt strg)	D/C	APTRANSCO	50	Dec-02
19	Vizag 400 kV S/S-Vizag Dairy Farm 220 kV S/S D/C	D/C	APTRANSCO	104	Mar-03
			APTRANSCO	600	

Annexure 6.1  
Page 2 of 5

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckts.	No. of ckts	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
20	Interconnection between Ph-I & Ph-II Korba (E)	D/C	CSEB	5	Nov-02
21	Bhi'id-Kharadpada	D/C	Daman-UT	12	Dec-02
22	Bhi'ad-Magarwada	D/C	DNH	40	Mar-03
23	SO'W-Kashmere Gate	D/C	DVB	12	Dec-02
24	Bamnauli-Naraina	D/C	DVB	34	Dec-02
25	LILo of Narela-Najafgarh at Bawana	D/C	DVB	3.6	Dec-02
26	LILo of IP Extn-BTPS at Sarita Vihar	D/C	DVB	0.4	Dec-02
			DVB	50	
27	Covale - Tivim	D/C	Electy.Dept.GOA	10	Nov-02
28	Kasod(Karamsad)-Mobha	D/C	GEB	105	Jun-02
29	GSEC (Hazira)-Kim	D/C	GEB	95	Aug-02
30	Sankhari-Jotana	D/C	GEB	66	Aug-02
			GEB	266	
31	LILo of one circuit of 220 kV Rengali-Tarkera at Barkote	D/C	GRIDCO	4	Apr-02
32	Khodri-Majri (2nd Ckt)	D/C	HPSEB	35	Dec-02
33	LILo of Dadri-Namaul at Mohindergarh	D/C	HVPN	4	Oct-02
34	LILo of Narwana-Sirsa SC at Fatehabad	D/C	HVPN	21	Jan-03
			HVPN	25	
35	Shimoga-Varahi in the corridor of the existing 110 kV	S/C	KPTCL	185	Nov-02
36	LILo of Davangere-Hiriyur at Guttur	D/C	KPTCL	53	Nov-02
37	LILo of Shimoga-Davangere line to Honnali D/C		KPTCL	1	Nov-02
38	LILo of Hiriyur-G.B.Nur to Madhugiri	D/C	KPTCL	2	Nov-02
39	LILo of Davanagere-Hiriyur line to Chitradurga	D/C	KPTCL	8.5	Jan-03
			KPTCL	249.5	
40	LILo of Padambe-Apta for New Koyna	D/C	MSEB	6	Apr-02
41	Malharpet-Wankuswadi	D/C	MSEB	36	Apr-02
42	LILo of Pophali-Khandalgaon at Dasturi	D/C	MSEB	28	Apr-02
43	Dondaicha-Shahada	S/C on D/C	MSEB	27	Apr-02
44	Tap line to Pargaon	D/C	MSEB	2	Apr-02
45	Tap line to Pirangut	D/C	MSEB	2	Apr-02
46	Kohlapur-Phonda	M/C & D/C	MSEB	16	Apr-02
47	LILo Kohlapur-Ponda for Kohlapur	D/C	MSEB	9	May-02
48	LILo PS to M/s WCL at Ghugus	D/C	MSEB	15	May-02
49	Tap line for Karkambh	D/C	MSEB	1	May-02
			MSEB	142	
50	Strg of 2nd ckt of Moga-Muksar	S/C	PSEB	71	Jun-02
51	GHTP-Bajakhana (Strng. of 1st ckt)	D/C	PSEB	29	Sep-02
			PSEB	100	
52	Bharatpur-Dholpur	S/C on D/C	RVPN	75	Oct-02
53	LILo of Anta-Dausa at Swai Madhopur	D/C	RVPN	14	Nov-02
54	LILo of Alwar-Bhiwadi to 400 kV Bhiwadi GSS (PG)	D/C	RVPN	8	Feb-03
			RVPN	97	

## Annexure 6.1

Page 3 of 5

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckts.	No. of ckts	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
55	LILo of ETPS- Korattur at Manali		TNEB	4	Jun-02
56	LILo of Singarapet-Hossur line to 400 kV Hossur S/S	D/C	TNEB	3	Jul-02
57	LILo of Neyveli- Deviakurichi at Neyveli	D/C	TNEB	9	Sep-02
58	Theni- Sembatty	S/C	TNEB	66	Sep-02
59	Hosur 230 kV S/S (location 101)- Hosur 400 kV S/S	S/C	TNEB	15	Mar-03
			<b>TNEB</b>	<b>97</b>	
60	C.B. Ganj(Bareilly)-Haldwani	S/C	UPCL	96	Dec-02
61	Fatehpur - Banda	S/C	UPPCL	67	Jun-02
62	LILo of Allahabad-Fatehpur (2nd ckt) at Alld cantt.	D/C	UPPCL	9	Jun-02
63	LILo of Unnao-Panki at RPH	D/C	UPPCL	15	Dec-02
64	Sahibabad-Noida	S/C	UPPCL	8	Dec-02
			<b>UPPCL</b>	<b>195</b>	

Total 220 kV

2077

## STATEMENT SHOWING THE SUB-STATIONS COMPLETED DURING 02-03

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of comp.
---------	-------------------------	-----------------------	----------------	----------------	----------------

## I. 400 kV S/S

1	Ballabgarh (1x315)	400/220	Powergrid	315	Aug-02
2	Allahabad (2x315) 2nd Trf.	400/220	Powergrid	315	Aug-02
3	Jeypore Extn. (1x315)	400/220	Powergrid	315	Sep-02
4	Siliguri (1X315)	400/220	Powergrid	315	Sep-02
5	Kolar (4x167)	400/220	Powergrid	500	Sep-02
6	Hossur (2x315)	400/220	Powergrid	630	Sep-02
7	Bhiwadi (2x315)	400/220	Powergrid	630	Oct-02
8	Mapusa (2x315)	400/220	Powergrid	630	Dec-02
			<b>Powergrid</b>	<b>3650</b>	
9	Dhule (aug)	400/220	MSEB	315	May-02
10	Kohlapur (aug)	400/220	MSEB	315	May-02
			<b>MSEB</b>	<b>630</b>	
11	Ratangarh (3x315) (2nd trf)	400/220	RVPN	315	Sep-02
12	Salem	400/110	TNEB	200	Nov-02
13	Sriperumbudur	400/110	TNEB	200	Mar-03
			<b>TNEB</b>	<b>400</b>	

Total 400 kV

4995

## Annexure 6.1

Page 4 of 5

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of comp.
<b>II. 220 kV S/S</b>					
1	Purnea (Extn. ) (1x100)	220/132	Powergrid	100	Sep-02
2	Durgapur (2nd trf)	220/33	DVC	50	Feb-03
3	Yeddumailaram (Aug)	220/132	APTRANSCO	100	Apr-02
4	Kakinada (2nd trf)	220/132	APTRANSCO	100	Apr-02
5	Bhootpur (Aug)	220/132	APTRANSCO	100	Apr-02
6	Narketpally (Aug)	220/132	APTRANSCO	100	Apr-02
7	Pendurathi (Addl trf)	220/132	APTRANSCO	100	Aug-02
8	Tadipatri	220/132	APTRANSCO	100	Oct-02
9	Shivaramapally	220/132	APTRANSCO	100	Oct-02
10	Nandyal	220/132	APTRANSCO	100	Nov-02
11	Vizag Dairy Farm (2x100) (1st trf)	220/132	APTRANSCO	100	Nov-02
12	Jagityal	220/132	APTRANSCO	100	Dec-02
13	Miryalaguda (3rd trf)	220/132	APTRANSCO	100	Mar-03
			APTRANSCO	1100	
14	Korba (E) PH (Aug) (1x100 rep by 1x160)	220/132	CSEB	60	Apr-02
15	Korba (E) PH (Aug) (Rep 1x100 by 1x160)	220/132	CSEB	60	Jul-02
16	Urla (Aug)	220/132	CSEB	40	Feb-03
			CSEB	160	
17	Kharadpada (2x100)	220/66	DNH-UT	200	Dec-02
18	Magarwada	220/66	DNH-UT	150	Mar-03
			DNH-UT	350	
19	Naraina (1x100)	220/33	DVB	100	Dec-02
20	Okhla (Aug)	220/33	DVB	100	Feb-03
			DVB	200	
21	Tivim (Upgradation to 220 KV)	220/110	E.D.GOA	100	Nov-02
22	Kashod (Aug) (Rep50 by 100 MVA)	220/66	GEB	50	May-02
23	sardargarh	220/66	GEB	50	Jul-02
24	Mohba (Aug) (2x50) (1st trf)	220/66	GEB	50	Sep-02
25	Anjar (Aug) (Rep 1x50 by 1x100)	220/132	GEB	50	Feb-03
26	Agiyol (Himmatnagar)	220/132	GEB	50	Mar-03
			GEB	250	
27	Barkote	220/33	GRIDCO	20	Apr-02
28	Meramundali	220/132	GRIDCO	100	Jul-01
			GRIDCO	120	
29	Yamunanagar	220/66	HVPN	100	Sep-02
30	Sonepat	220/132	HVPN	100	Dec-02
31	Mohindergarh (2x100) 1st trf	220/132	HVPN	100	Jan-03
32	Fatehabad (new) (2x100) (1st trf)	220/132	HVPN	100	Feb-03
			HVPN	400	
33	C.R Nagar(2x100)	220/66	KPTCL	200	May-02
34	Chikkodi (2nd trf)	220/110	KPTCL	100	Aug-02
35	Chintamani (1st trf)	220/66	KPTCL	100	Nov-02
36	Chintamani (2nd trf)	220/66	KPTCL	100	Nov-02
			KPTCL	500	

**Annexure 6.1**  
**Page 5 of 5**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of comp.
37	Bhopal (Addl)	220/132	MPEB	180	Aug-02
38	Wanakuswadi (2x50)	220/33	MSEB	100	Apr-02
39	Dasturi	220/33	MSEB	25	Apr-02
40	Chikhali	220/132	MSEB	100	Apr-02
41	Pargaon	220/33	MSEB	25	Apr-02
42	Theur (Aug)	220/22	MSEB	50	Apr-02
43	Murad (Aug)	220/33	MSEB	25	Apr-02
44	Ambemath - III	220/33	MSEB	50	Apr-02
45	Vita (Aug)	220/33	MSEB	25	May-02
46	Pargaon (Aug)	220/22	MSEB	50	Jul-02
47	Setara MIDC	220/132	MSEB	100	Aug-02
48	Wanauwadi	220/33	MSEB	50	Sep-02
49	Pirangat	220/22	MSEB	50	Sep-02
50	Baramati (Aug)	220/33	MSEB	25	Sep-02
51	Shahada	220/110	MSEB	100	Dec-02
			MSEB	775	
52	Humbran (1x100) (Aug)	220/66	PSEB	100	Jun-02
53	Patti (Aug)	220/66	PSEB	100	Nov-02
54	Kartarpur (1x100) U/G	220/66	PSEB	100	Jan-03
55	Bamala (Aug)	220/66	PSEB	100	Jan-03
56	Mandi Goyindgarh (Aug) (3rd trf)	220/66	PSEB	100	Jan-03
			PSEB	500	
57	Bhinmal (Aug)	220/132	RVPN	100	Jun-02
58	Nimbahera	220/132	RVPN	100	Dec-02
59	Bikaner (Aug)	220/132	RVPN	50	Jan-03
			RVPN	250	
60	Samayapuram (1x50)	230/110	TNEB	50	Nov-02
61	Sultanpur (Extn) (Rep 1x100 by 1x160)	220/132	UPPCL	60	Sep-02
62	Banda	220/132	UPPCL	60	Dec-02
63	RPH (Kanpur) (2x60)	220/33	UPPCL	120	Jan-03
			UPPCL	240	
64	Aug. Midnapur (2x160) 1st Tr.	220/132	WBSEB	160	Dec-02

**TOTAL 220 KV**

**5465**

Annexure 6.2  
Page 1 of 5**STATEMENT SHOWING THE TRANSMISSION LINES COMPLETED DURING 03-04**

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckt.	No. of ckt.	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
---------	--	-------------	----------------	-------------------	----------------

**I. 400 KV LINES**

1	Talcher-Meramundali	D/C	POWERGRID	102	Apr-03
2	Salem - Udumplet	S/C	POWERGRID	138	May-03
3	Agra(PGCIL)-Agra(UPPCL)	D/C	POWERGRID	60	Jun-03
4	LILO of Chamera- Kishenpur S/C at Chamera-II	S/C	POWERGRID	70	Jun-03
5	LILO of Bogaigaon-Mandla(ckt2)at puneas(new)D/C	D/C	POWERGRID	122	Nov-03
6	Meramundli-jeypore	S/C	POWERGRID	457	Dec-03
7	Khamam Nagarjunsagar	S/C	POWERGRID	143	Mar-04
8	LILO of Devangere - Hoody D/C(both) at Hirriyur	D/C	POWERGRID	5	
			POWERGRID	1097	
9	Bamnauli-Ballabgarh	D/C	DTL	104	Sep-03
10	SSNL-M.P. Border	D/C	GEB	122	May-03
11	LILO wanakbori- soja at Dehgaon	D/C	GEB	13	Jul-03
			GEB	135	
12	Baspa-II-Nathpa Jhakri (pvt. by JP)	D/C	HPSEB	114	May-03
13	Link line at Talaguppa	D/C	KPTCL	2	May-03
14	LILo Satpura Indore for indira Sagar	D/C	MPSEB	17	Jan-04
15	LILo of Karad- Parli at solapur	D/C	MSEB	124	Aug-03
16	LILo Lonikhand-New koyna at Jajuri	D/C	MSEB	21	Mar-04
			MSEB	145	
17	Merta -Mandore	S/C	RVPN	116	Nov.-03
18	Jaipur-Merta	S/C	RVPN	213	Jan-04
			RVPN	329	
19	LILo of KTPS-Durgapur S/C line at Arambagh	D/C	WBSEB	22	Nov.-03

**Total 400 KV****1965****III. 220 KV LINES**

1	LILo of panki-Nabasta	D/C	PGCIL	30	
2	Ranganandi-Zero 132 KV	S/C	PGCIL	22	
			PGCIL	52	
3	Namoor-Wanaparthi	S/C on D/C	APTransco	93	Sep-03
4	LILo Amarkantak - Korba for Pendra	D/C	CSEB	7	May-03
5	LILo Bhilai - Barsoor circuit -II for Gurur	D/C	CSEB	13	Feb-04
			CSEB	20	
6	Bhilad- Magarwada		D&D	19	Dec-03
7	LILo for Tapping of Tarapur- Navsari	D/C	D&D	1	Dec-03
			D&D	20	
8	Kathalguri-Deomali	S/C	DOP Arunachal	19	Feb-04
9	LILo of Narela-Najafgarh line at Bawana	D/C	DTL	4	Mar-04
10	Zerda (Kansari)-Jangral	D/C	GEB	74	Oct-03
11	Dahej- LNG Petronet 1st ckt	D/C	GEB	8	Nov-03
12	LILo of Dharangadhra-Morbi at Holvad 1st ckt	D/C	GEB	10	Nov-03
	LILo Chatral- Viramgam D/C at				
13	Ranchadpura(Vadavi)400Kv S/S	2XD/C	GEB	14	Feb-04
14	Nanikhakhar-Chitrod	D/C	GEB	277	Feb-04

**Annexure 6.2**  
**Page 2 of 5**

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckt.	No. of ckt.	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
15	Akrinota-Nakhatrana	D/C	GEB	228	Feb-04
16	Morbi-Chitrod	DCSS	GEB	73	Mar-04
			GEB	684	
17	Covale - Ponda	D/C	GOA	82	May-03
18	Dadri (BBMB)-Mohindergarh	S/C on D/C	HVPN	41	Apr-03
19	Hisar (PGCIL)-Fatehabad	D/C	HVPN	130	Jul-03
20	LILo of Panchkula-Shahbad at Tepla (2xDC)	D/C	HVPN	2	Nov.-03
21	Fatehabad-Rania	S/C on D/C	HVPN	61	Nov.-03
22	Kaithal-Cheeka	S/C on D/C	HVPN	40	Nov.-03
			HVPN	274	
23	Ambewadi -Narendra	D/C	KPTCL	112	Nov-03
24	LILo of Davanagere- Hiriyur at Chitradurga	D/C	KPTCL	10	Nov-03
25	Kadra-Karwar	D/C	KPTCL	55	Feb-04
			KPTCL	177	
26	Bansagar Tons -Rewa	D/C	MPEB	97	Oct-03
27	LILo Sarai-Kalmeswar(Ambajari)for Pandurna	D/C	MPEB	1	Dec-03
			MPEB	98	
28	Kolhapur-Savanthvadi	S/C on D/C	MSEB	122	Apr-03
29	Kolhapur-Ichalkaranji	D/C	MSEB	26	Apr-03
30	Khaperkheda-Kaulewada	D/C	MSEB	236	Apr-03
31	Aurangabad-II-Chittagaon	D/C	MSEB	42	Apr-03
32	LILo on Padghe-Colorchem D/C to Temghar S/C	D/C	MSEB	2.0	Apr-03
33	Tap on Ambarnath-II ckt		MSEB	1.0	Apr-03
34	Panvel (ONGC)-Panvel TSS		MSEB	2.0	Apr-03
35	Stringing of Padghe-Boisar (2nd ckt)		MSEB	41	May-03
36	LILo kalwa-Trombay for TFIL	D/C	MSEB	2	Jul-03
37	Aurangabad-Jalna	D/C	MSEB	170	Jan-04
38	M/C line for Solapur(Lamboti) 400KV Sub Station	M/C	MSEB	51	Feb-04
39	LILo of Ashti-Gadchiroli at Mul	D/C	MSEB	66	Mar-04
			MSEB	761	
	LILo of 1 ckt of 220 kV Nakodar-400 kV				
40	S/S Jalandhar (PGCIL) line at Kartarpur	D/C	PSEB	1	Apr-03
41	Nakodar-400 kV S/S Jalandhar(PGCIL) 1st ckt	S/C on D/C	PSEB	36	Apr-03
42	LILo of GGSSTP-Sahnewal at Kohara	D/C	PSEB	8	Jul-03
43	Fatehgarh Churian-Civil Lines Amritsar (2nd ckt strg)	D/C	PSEB	23	Jan-04
44	LILo of one ckt of Moga-Muktsar at Bajakhana	D/C	PSEB	48	Jan-04
45	Nakodar-400 kV S/S Jalandhar(PGCIL) 1st ckt	S/C on D/C	PSEB	36	Mar-04
			PSEB	150	
46	Merta-Bhopalgarh	S/C	RVPN	57	May-03
47	LILo of Jodhpur-Bhilwara at Pali	D/C	RVPN	19	May-03
48	Line for realignment of Heerapura-Ajmer line	D/C	RVPN	8	Mar-04
			RVPN	84	
49	Mettur-Hosur D/C	D/C	TNEB	245	Jun-03
50	Vinnamangalam-Hosur 400 KV	S/C	TNEB	100	Feb-04
51	NCTPS-Tondiarpet S/S (2nd ckt)	S/C	TNEB	9	Feb-04
52	Vinnamangalam-Common Point	S/C	TNEB	84	Feb-04
53	Thiruvannamanli-Villupuram	S/C	TNEB	70	Mar-04
			TNEB	508	



Annexure 6.2  
Page 3 of 5

Sl. No.	Name of the transmission lines & no. of ckts.	No. of ckts	Execut. Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
54	LILo of Sarojininar-Sitapur at Hardoi Rd	D/C	UPPCL	2	Apr-03
55	LILo of C.B. Ganj-Haldwani at 400 kV Bareilly	D/C	UPPCL	11	Apr-03
56	Bareilly(400kV)-Shahjahanpur	S/C	UPPCL	90	Aug-03
			UPPCL	103	
57	LILo of 2nd ckt STPS-Howrah at Arambagh	D/C	WBSEB	1	Sep-03
58	Jeerat-Rishra	D/C	WBSEB	140	Nov-03
59	LILo of STPS-Howrah at Domjur	2xD/C	WBSEB	10	Nov-03
60	Arambagh-Rishra	S/C	WBSEB	71	Feb-04
61	Kasba-Laxmikantapur	D/C	WBSEB	107	Feb-04
			WBSEB	329	

Total 220 kV

3458

## STATEMENT SHOWING THE SUB-STATIONS COMPLETED DURING 03-04

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio, kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
<b>I. 400 kV S/S</b>					
1	Meerut(3X315) 3rd Trf.	400/220	Powergrid	315	Apr-03
2	Purnea (1x315)	400/220	Powergrid	315	Oct-03
3	Hiriyur(1x315)	400/220	Powergrid	315	Mar-04
4	Biharsarif Extn.(1x315)	400/220	Powergrid	315	Mar-04
			Powergrid	1260	
5	Bamnauli (1x315) (2nd)	400/220	DTL	315	May-03
6	Talaguppa (1st trf)	400/220	KPTCL	315	May-03
7	Talaguppa (2x315)	400/220	KPTCL	315	Sep-03
8	Hoody(Addl) (3x167)	400/220	KPTCL	500	Mar-04
			KPTCL	1130	
9	New Koyna (Addl.)	400/220	MSEB	315	Apr-03
10	Kharghar (2x315)	400/220	MSEB	315	Apr-03
11	Solapur	400/220	MSEB	500	Sep-03
12	Nagothane(Addl)	400/220	MSEB	315	Dec-03
			MSEB	1445	
13	Ratangarh (3rd trf)	400/220	RVPN	315	May-03

Total 400 kV

4465

## III. 220 kV S/S

1	Salakati (2nd trf) (1x50)	220/132	Powergrid	50	Aug-03
2	Renigunta (3rd trf)	220/132	APTRANSCO	100	May-03
3	Rampachodavaram	220/33	APTRANSCO	31	Jun-03
4	Ananthapur(3rd Tr)	220/132	APTRANSCO	100	Aug-03
5	Ongole(3rd Tr)	220/132	APTRANSCO	100	Aug-03
6	Khammam(2nd trf)	220/132	APTRANSCO	100	Aug-03
7	Wanaparthy	220/33	APTRANSCO	100	Dec-03
8	Durshed(2nd Tr)	220/132	APTRANSCO	100	Dec-03
9	Budidampadu 2nd trf	220/132	APTRANSCO	100	Jan-04
			APTRANSCO	731	
10	Pendra Road (1x160)	220/33	CSEB	100	May-03
11	Rajgarh(Aug)160MVA	220/132	CSEB	160	Aug-03
12	Urla	220/132	CSEB	40	Mar-04
			CSEB	300	

**Annexure 6.2**  
**Page 4 of 5**

Name of the Sub-station	Voltage Ratio,kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
Magarwada	220/66	D&D	150	Dec-03
Papankala-I (3rd trf)	220/132	DTL	100	Aug-03
Sabzimandi	220/33	DTL	100	Jan-04
Patparganj (repl). (100-50 MVA)	220/33	DTL	50	Jan-04
		DTL	250	
Morbi(Repl. 1x150 by 1x200)	220/66	GEB	50	Aug-03
Anjar	220/132	GEB	50	Aug-03
Deodar	220/66	GEB	50	Dec-03
Jangral	220/66	GEB	100	Dec-03
Namikhakan	220/66	GEB	100	Dec-03
Agiyol(Aug)	220/66	GEB	50	Feb-04
Halvad	220/66	GEB	100	Feb-04
		GEB	500	
Yamunanagar (2nd trf)	220/66	HVPN	100	Apr-03
Mohindergarh (2nd trf)	220/132	HVPN	100	May-03
Badshahapur (Rep 1x45 by 1x100 MVA)	220/66	HVPN	55	May-03
Bhiwani (3rd trf)	220/132	HVPN	100	Jul-03
Fatehabad(2nd Tr)	220/132	HVPN	100	Aug-03
Cheeka (1st Trf)	220/132	HVPN	100	Aug-03
Tepla (1st)	220/66	HVPN	100	Dec-03
Rohak 2nd trf	220/132	HVPN	100	Jan-04
Panchkula 2nd trf	220/132	HVPN	100	Jan-04
Rania 1st Trf	220/132	HVPN	100	Feb-04
		HVPN	955	
Madhugiri	220/66	KPTCL	100	Aug-03
Madhugiri 2nd trans.	220/66	KPTCL	100	Nov-03
Honnali	220/66	KPTCL	100	Nov-03
Chittadurga	220/66	KPTCL	200	Nov-03
Karwar	220/110	KPTCL	100	Mar-04
		KPTCL	600	
Shornur 1st trans.	220/110	KSEB	100	Nov-03
Nimani	220/132	MPSEB	160	Mar-04
Pandhurna (1x160)	220/132	MPSEB	160	Mar-04
		MPSEB	320	
Kaulewada (1X200+1x100+1X25)	220/132 /33	MSEB	25	Apr-03
Sawanthwadi (1X50)	220/33	MSEB	50	Apr-03
Chitegaon (1x100+2x50)	220/132 22/33	MSEB	50	Apr-03
Solapur-II (Bale)	220/132	MSEB	100	Apr-03
Temghar	220/33	MSEB	50	Apr-03
Satara (MIDC) (2nd trf)	220/132	MSEB	100	May-03
Dasturi	220/132	MSEB	25	May-03
Kaulewada	220/132	MSEB	200	Jul-03
Kaulewada	220/132	MSEB	100	Jul-03
Karkamph	220/33	MSEB	25	Jul-03
Boisar	220/132	MSEB	150	Jul-03
Jaina	220/33	MSEB	25	Aug-03
Alephata	220/33	MSEB	25	Aug-03
Alephata (Updation from 25 to 50 MVA)	220/33	MSEB	25	Oct-03
Harangal	220/132	MSEB	200	Dec-03

Annexure 6.2  
Page 5 of 5

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio, kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
57	New Koyna (Aug.)	220/33	MSEB	25	Jan-04
58	Jalna New	220/132	MSEB	200	Jan-04
59	Telco(Aug)	220/22	MSEB	50	Mar-04
			<b>MSEB</b>	<b>1425</b>	
60	Sunam (aug) (2nd trf)	220/66	PSEB	100	Apr-03
61	Ghubayan (aug) (2nd trf)	220/66	PSEB	50	Jul-03
62	Bahadurgarh(Aug)(2nd Tr)	220/66	PSEB	100	Aug-03
63	Muktsar (aug) (3rd trf)	220/132	PSEB	100	Oct-03
			<b>PSEB</b>	<b>350</b>	
64	Dhoipur (1x100)(Rep 1x50 by 1x100 MVA)	220/132	RVPN	50	May-03
65	Bhopalgarh (2x100) (1st trf)	220/132	RVPN	100	May-03
66	Sawaimadhopur (1x100)	220/132	RVPN	100	May-03
67	Pali (1x50)	220/132	RVPN	100	May-03
68	Jodhpur(Aug)	220/132	RVPN	100	Aug-03
69	Dholpur Ext	220/132	RVPN	100	Jan-04
			<b>RVPN</b>	<b>550</b>	
70	Manali	230/110	TNEB	100	Aug-03
71	Thanjavur	230/110	TNEB	100	Nov-03
			<b>TNEB</b>	<b>200</b>	
72	Jahangirabad Extn (2nd trf)	220/132	UPPCL	100	Apr-03
73	Gazipur Extn (2nd trf)	220/132	UPPCL	100	Apr-03
74	Hardoi Road (2x100) 1st trf	220/132	UPPCL	100	Apr-03
75	Banda (aug 100-60 MVA)	220/132	UPPCL	40	Apr-03
76	Hardoi Road (1x100) 2nd trf	220/132	UPPCL	100	Oct-03
77	Sahibabad Ext(Aug)(160-100 MVA)	220/132	UPPCL	60	Dec-03
78	Mainpuri Ext(Aug)(100-60 MVA)	220/132	UPPCL	40	Dec-03
79	Muradnagar(Aug)(160-100 MVA)	220/132	UPPCL	60	Dec-03
80	Saharanpur Ext. (repl)(160-100 MVA)	220/132	UPPCL	60	Jan-04
81	Chinhat Extn (Aug) (160-100 MVA)	220/132	UPPCL	60	Feb-04
82	Gorakhpur Extn (3rd trf)	220/132	UPPCL	100	Mar-04
			<b>UPPCL</b>	<b>820</b>	
83	Midnapur (2x160) 2nd Trf.	220/132	WBSEB	160	Jun-03
84	Arambagh	220/132	WBSEB	160	Jun-03
85	Domjur (1x160) 1st Trf	220/132	WBSEB	160	Feb-04
86	New Haldia (1x160) 1st Trf	220/132	WBSEB	160	Feb-04
87	New Jalpaiguri (1x160) 1st Trf	220/132	WBSEB	160	Feb-04
88	Rishra (1x160) 1st Trf	220/132	WBSEB	160	Feb-04
89	Laxmikantapur(1x160) 1st Trf	220/132	WBSEB	160	Feb-04
			<b>WBSEB</b>	<b>1120</b>	

TOTAL 220 kV

8421

## Annexure 6.3

Page 1 of 5

## STATEMENT SHOWING THE TRANSMISSION LINES COMPLETED DURING 2004-05

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt	Executive Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
---------	--------------------------------	------------	------------------	-------------------	----------------

## I. 400 KV LINES

1	Ramagundam-Hyderabad	D/C	POWERGRID	402	Nov-04
2	Kahalgau-Biharshariff (2nd line)	D/C	POWERGRID	414	Dec-04
3	LILO of Itarsi-Dhule at Khandwa	D/C	POWERGRID	115	Jan-05
4	Rihand-Allahabad	D/C	POWERGRID	560	Feb-05
5	Tarapur 3&4-Padghe	D/C	POWERGRID	182	Mar-05
6	Vijayawada-Sitanagaram	D/C	POWERGRID	270	Mar-05
7	Sitanagaram-Gazuwaka	D/C	POWERGRID	362	Mar-05
8	Hyderabad-Kumool-Gooty	S/C	POWERGRID	307	Mar-05
9	LILO of Kolaghat-Rengali at Baripada	D/C	POWERGRID	38	Mar-05
10	Gooty-Neelmangla	S/C	POWERGRID	253	Mar-05
11	Series compensation on Gooty-Neelmangla at Gooty		POWERGRID		Mar-05
	Total 400 kV (Central Sector)		POWERGRID	2903	
12	Sardar sarovar -Nagda	D/C	Madhya Pradesh	431	Aug-04
13	Indira(Narmada) Sagar- Indore	D/C	Madhya Pradesh	160	Nov-04
	Total 400 kV (State Sector)			591	
	Total 400 kV (All India)			3494	

## II. 220 KV LINES

1	Allahabad-Phulpur	S/C	POWERGRID	39	Apr-04
2	LILO of Dehri-Sahupuri at Sasaram	D/C	POWERGRID	9	Aug-04
3	Sasaram-Arrah-Khagaul	D/C	POWERGRID	322	Sep-04
4	Meerut (PGCIL) - Shatabdinagar	S/C	POWERGRID	8	Jan-05
	Total (Central Sector)		POWERGRID	378	
5	Mandola 400kV S/S to Gopalpur	D/C	Delhi	13	Apr-04
6	LILO of Apta-Kalwa Owens Corning at Taloja	D/C	Maharashtra	1	Apr-04
7	LILO of Sankhari(Deodar)-Anjar at Chitrod	D/C	Gujarat	2	Apr-04
8	LILO of Sarojininagar-Sitapur at Chinhat	D/C	Uttar Pradesh	65	Apr-04
9	Abdullapur-Tepa	D/C	Haryana	61	Apr-04
10	LILO of Apta-Mahad at Nagothane	D/C	Maharashtra	31	Apr-04
11	LILO of Fatehgarh Churian-Batala at Kotli Surat Malli (1st	D/C	Punjab	18	May-04
12	LILO of Chittoor-Renigunta line at Chittoor 400kV S/S	D/C	Andhra Pradesh	10	May-04
13	Raichur TPS -Shahapur -Gulbarga	D/C	Karnataka	320	May-04
14	LILO of Shimoga - Bangalore at Hassan	D/C	Karnataka	34	Jun-04
15	LILO of Bagewadi- Bagalkot at Almati Dam	D/C	Karnataka	6	Jun-04
16	Pali- Harangul	D/C	Maharashtra	120	Jun-04
17	Khammam-Warangal	D/C	Andhra Pradesh	228	Jul-04
18	Mahaboobnagar-Bhootpur	D/C	Andhra Pradesh	32	Jul-04
19	Bhopal-Shujhalpur-(2nd ckt)	D/C	Madhya Pradesh	85	Jul-04
20	Pali- Badshahpur	D/C	Haryana	46	Jul-04
21	Gobindgarh-I - Malerkotla	S/C	Punjab	45	Jul-04
22	Viramgam - Dhanki	D/C	Gujarat	61	Jul-04
23	North Chennai - Mosur (2nd ckt stringing)	S/C	Tamilnadu	83	Aug-04
24	Guru HargobindTP Bajakhana (2nd ckt stringing)	S/C	Punjab	29	Aug-04
25	Gorakhpur - Deoria	S/C	Uttar Pradesh	35	Aug-04

Annexure 6.3  
Page 2 of 5

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of cts	Executive Agency	Line length (CKM)	Month of Comp.
26	Power supply to M/S Sahara India Ltd.	D/C	Maharashtra	39	Sep-04
27	LILO of Jodhpur - Beawar at Jodhpur	D/C	Rajasthan	49	Sep-04
28	LILO of Indore-Ujjain for Indore-II	D/C	Madhya Pradesh	2	Oct-04
29	Sanawad-Nimrani(2nd ckt)	S/C	Madhya Pradesh	62	Oct-04
30	LILO of Kayathar-SR Pudur line at 230kv Sankaneri S/S	D/C	Tamilnadu	22	Oct-04
31	Agiyol-Mathasur	D/C	Gujarat	70	Nov-04
32	Stringing 2nd ckt of PanipatTPS- Rohtak	S/C	Haryana	63	Nov-04
33	Stringing 2nd ckt of PanipatTPS- Sonapat	S/C	Haryana	51	Nov-04
34	Panipat TPS-Jind	D/C	Haryana	134	Nov-04
35	Ramgarh-Phalodi	S/C	Rajasthan	215	Nov-04
36	LILO Barwaha-NepanagarD/C for Khandwa(400kv S/S)	D/C	Madhya Pradesh	100	Nov-04
37	LILO of both ckt of Panipat-Narwana at Saffidon	D/C	Haryana	8	Dec-04
38	Panipat TPS-Saffidon	D/C	Haryana	74	Dec-04
39	Paili-Gurgaon	D/C	Haryana	44	Dec-04
40	LILO of Patiala-Patran at Rajia( 1st ckt.)	D/C	Punjab	10	Dec-04
41	Jamsher-Nakodar (2nd ckt stringing)	S/C	Punjab	15	Dec-04
42	Bassi-Kukas	D/C	Rajasthan	68	Dec-04
43	Ratangarh-Sujargarh	S/C	Rajasthan	48	Dec-04
44	LILO for Amarsagar	D/C	Rajasthan	16	Dec-04
45	LILO of Indore-Ratlam for Badnagar	D/C	Madhya Pradesh	19	Dec-04
46	Urla-Sibara (2nd Circuit)	S/C	Chhatisgarh	9	Dec-04
47	LILO of Thudiyalur-Udumalpet at Malumichampatty	D/C	Tamilnadu	1	Dec-04
48	LILO of 2nd ckt of 220 kV Khaperkheda-Bhandardhara D/I	D/C	Maharashtra	10	Jan-05
49	Jejuri-Chinchwad and Jejuri-Baramati LILO to 400/220 Jej	D/C	Maharashtra	16	Jan-05
50	LILO of Anjar (Mehsana)-Deodar at Radhanpur	D/C	Gujarat	7	Jan-05
51	LILO of Auraiya-Malanpur at Mehgaon	D/C	Madhya Pradesh	2	Jan-05
52	Suratgarh TPS-Bikaner (Bikaner end)	S/C on D/C	Rajasthan	102	Jan-05
53	Shatabdinagar-Simbhaoli	S/C	Uttar Pradesh	40	Jan-05
54	Muzaffarnagar (400 kV) - Modipuram	S/C	Uttar Pradesh	45	Jan-05
55	Urla-Rajendra Steel (2nd Circuit)	S/C	Chhatisgarh	2	Mar-05
56	LILO of Apta-Pedambe for Tambati	D/C	Maharashtra	3	Mar-05
57	Dahej-Indogulf Circuit No-I at New Switchyard of Indo-Gul	D/C	Gujarat	1	Mar-05
58	LILO at Bagalkot	D/C	Karnataka	1	Mar-05
59	LILO from Lingasugur-Shahabad 220 kV at Shahapur	D/C	Karnataka	4	Mar-05
60	LILO of Shahapur-Gulbarga 220 kV at Shahabad	D/C	Karnataka	4	Mar-05
61	LILO of RTPS-Gulbarga at Shahapur	D/C	Karnataka	2	Mar-05
62	Indravati-Theruvai (2nd D/C)	D/C	Orissa	182	Mar-05
63	LILO of Kunihar-Panchkula at Baddi	D/C	Himachal Pradesh	11	Mar-05
Total 220 kV (State Sector)				2876	
TOTAL 220 kV (ALL INDIA)				3254	

## Annexure 6.3

Page 3 of 5

**STATEMENT SHOWING THE SUB-STATIONS COMPLETED DURING 2004-05**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio, kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of compl.
---------	-------------------------	-------------------	----------------	----------------	-----------------

**I. 400 kV (Sub-station)**

1	Sasaram - II	400/220	POWERGRID	315	Aug-04
2	Sasaram - I	400/220	POWERGRID	315	Nov-04
3	Khandwa - I	400/220	POWERGRID	315	Jan-05
	<b>TOTAL (Central Sector)</b>	<b>400</b>		<b>945</b>	
1	Sriperumpudur	400/230	Tamilnadu	315	Aug-04
2	Merta	400/220	Rajasthan	315	Aug-04
3	Nagda	400/220	Madhya Pradesh	315	Dec-04
4	Jejuri	400/220	Maharashtra	500	Jan-05
5	Mandore (Jodhpur) (1x315) (1st)	400/220	Rajasthan	315	Mar-05
	<b>TOTAL (State Sector)</b>	<b>400</b>		<b>1760</b>	
	<b>TOTAL (All India)</b>	<b>400</b>		<b>2705</b>	

**II. 220 kV (Sub-station)**

1	Arrah - I	220/132	POWERGRID	100	Aug-04
2	Arrah - II	220/132	POWERGRID	100	Aug-04
3	Kalyaneshwari	220/132	DVC	150	Dec-04
4	Ramgarh	220/132	DVC	150	Dec-04
	<b>TOTAL (Central Sector)</b>	<b>220</b>		<b>500</b>	
1	Sarita Vihar 2nd	220/66	Delhi	100	Apr-04
2	Phursungi (1x200)	220/132	Maharashtra	200	Apr-04
3	Taloja (1x100)	220/110	Maharashtra	100	Apr-04
4	Taloja (1x100)	220/110	Maharashtra	100	Apr-04
5	Harangul (2x200) (2nd)	220/132	Maharashtra	200	Apr-04
6	Telco (Aug)	220/22	Maharashtra	50	Apr-04
7	Ghadchiroli (1x25)	220/33	Maharashtra	25	Apr-04
8	Narsinghpur (Addl) (1x160)	220/132	Madhya Pradesh	160	Apr-04
9	Rohini (1x100) (3rd)	220/66	Delhi	100	Apr-04
10	Pali (New) 1st	220/66	Haryana	60	Apr-04
11	Banswara	220/132	Rajasthan	100	Apr-04
12	Parawada	220/132	Andhra Pradesh	100	Apr-04
13	Chitrod	220/66	Gujarat	100	May-04
14	Gurur	220/132	Chhatisgarh	40	May-04
15	Gulbarga	220/110	Karnataka	200	May-04
16	Rishra (2nd)	220/132	West Bengal	160	Jun-04
17	Badsahpur (4th)	220/66	Haryana	100	Jun-04
18	Pehowa (100-50)	220/132	Haryana	50	Jun-04
19	Gurur	220/132	Chhatisgarh	160	Jun-04
20	Harohalli	220/66	Karnataka	50	Jun-04
21	Tataguni	220/66	Karnataka	50	Jun-04
22	Limbdi 200MVA to 250MVA	220/132	Gujarat	50	May-04

**Annexure 6.3**  
**Page 4 of 5**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio, kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	M c
23	New Jalpaiguri (1x160) 2nd	220/132	West Bengal	160	
24	Laxmikantapur(1x160) 2nd	220/132	West Bengal	160	
25	Bidansi (2x100) 1st	220/132	Orissa	100	
26	Sarusajai (from 63 to 100MVA)	220/132	Assam	37	
27	Bardoli(Mota)	220/66	Gujarat	100	
28	Dharangadhra	220/66	Gujarat	100	
29	Kansari (Zerda)	220/66	Gujarat	100	
30	Chikkodi(Add.trans)	220/110	Karnataka	100	
31	Muzaffarnagar Extension (160-100)	220/132	Uttar Pradesh	60	
32	Saifai Extension	220/132	Uttar Pradesh	100	
33	Landran(Mohali-II)-(New)	220/66	Punjab	100	
34	Katni	220/132	Madhya Pradesh	160	
35	Timbdi (Kodinar)	220/66	Gujarat	50	
36	Shujalpur	220/132	Madhya Pradesh	160	A
37	Indore II	220/132	Madhya Pradesh	160	A
38	Taloja	220/22	Maharashtra	50	A
39	Chitegaon	220/33	Maharashtra	50	
40	Pudukkottai	230/110	Tamilnadu	50	
41	Godhra	220/66	Gujarat	50	
42	Sankaneri	230/33	Tamilnadu	50	
43	Domjur(2nd )	220/132	West Bengal	160	
44	Chitegaon	220/33	Maharashtra	50	N
45	Badnagar	220/132	Madhya Pradesh	160	N
46	Kohara	220/66	Punjab	100	N
47	Saffidon-I	220/132	Haryana	100	N
48	Saffidon-II	220/132	Haryana	100	N
49	Sector-52 Gurgaon -I	220/66	Haryana	100	N
50	Sector-52 Gurgaon -II	220/66	Haryana	100	N
51	Visvadar	220/66	Gujarat	50	
52	Bidansi-II	220/132	Orissa	100	
53	Jind-I	220/132	Haryana	100	
54	Jind-II	220/132	Haryana	100	
55	Roorkee-I (1x160)	220/132	Uttaranchal	160	
56	Roorkee-II (1x160)	220/132	Uttaranchal	160	
57	Dhasa	220/66	Gujarat	50	
58	Neemuch	220/132	Madhya Pradesh	160	
59	Mulund	220/22	Maharashtra	50	
60	Nanded (Aug) (200 -120)	220/33	Maharashtra	120	
61	Khargher	220/33	Maharashtra	50	
62	Kalmeshwar	220/33	Maharashtra	25	
63	Harangul (1X100)	220/33	Maharashtra	100	
64	Gadchiroli	220/33	Maharashtra	25	
65	Chitegaon	220/33	Maharashtra	50	

**Annexure 6.3**  
**Page 5 of 5**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio, kV	Execut. Agency	Capacity (MVA)	Month of compl.
66	Nagothane	220/33	Maharashtra	25	Jan-05
67	Phursungi	220/22	Maharashtra	50	Jan-05
68	Kaulewada	220/132	Maharashtra	100	Jan-05
69	Karkambh	220/33	Maharashtra	25	Jan-05
70	Wanakuswadi	220/132	Maharashtra	100	Jan-05
71	Wanakuswadi	220/33	Maharashtra	50	Jan-05
72	Radhanpur	220/66	Gujarat	50	Jan-05
73	Mehgaon	220/132	Madhya Pradesh	160	Jan-05
74	Bagalkot	220/110	Karnataka	100	Jan-05
75	South of Wazirabad	220/66/11	Delhi	100	Jan-05
76	Rajla (new)	220/66	Punjab	100	Jan-05
77	Aliahabad Cantt. (1st Transformer)	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-05
78	Aliahabad Cantt. (2nd Transformer)	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-05
79	Deoria	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-05
80	Shatabdinagar (1st Transformer)	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-05
81	Shatabdinagar (2nd Transformer)	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-05
82	Dhanki (2x50)	220/11	Gujarat	100	Feb-05
83	Savarkundla (100-50)	220/66	Gujarat	50	Feb-05
84	Ichhapore	220/66	Gujarat	100	Feb-05
85	Ajmer	220/66	Rajasthan	100	Mar-05
86	Bharatpur	220/66	Rajasthan	100	Mar-05
87	Kotli-Surat Malli	220/66	Punjab	100	Mar-05
88	Jangral	220/66	Gujarat	100	Mar-05
89	Radhanpur	220/66	Gujarat	50	Mar-05
90	Chitegaon	220/132	Maharashtra	50	Mar-05
91	Tambat	220/100	Maharashtra	100	Mar-05
92	Vijapur (Avg) (150-100)	220/66	Gujarat	50	Mar-05
93	Baddi (1x80) (1st Transformer)	220/66	Himachal Pradesh	60	Mar-05
	<b>TOTAL (State Sector)</b>			<b>8662</b>	
	<b>TOTAL (All India)</b>			<b>9162</b>	



Annexure 6.4  
Page 1 of 5

## STATEMENT SHOWING THE TRANSMISSION LINES COMPLETED DURING 2005-06

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
<b>I. 400 KV LINES</b>					
<b>Central Sector</b>					
1	Mainpuri-Ballabgarh	D/C	POWERGRID	472	May-05
2	Tarapur 3&4 - Boisor	D/C	POWERGRID	41	May-05
3	Allahabad-Kanpur-Mainpuri	D/C	POWERGRID	726	Jun-05
4	LILO of Bongaigaon-Malda at Siliguri	D/C	POWERGRID	10	Jun-05
5	Dhauliganga (NHPC)-Bareilly (UPPCL)	D/C	POWERGRID	466	Jul-05
6	Raipur-Chandrapur	D/C	POWERGRID	691	Jul-05
7	Madurai-Thiruvananthapuram	D/C	POWERGRID	431	Jul-05
8	LILO of Gandhar-Padghe at Boisor	D/C	POWERGRID	61	Aug-05
9	LILO of Gandhar-Padghe at Vapi	D/C	POWERGRID	6	Aug-05
10	Patiala-Malerkotla	S/C	POWERGRID	62	Oct-05
11	LILO of Nalagarh-Hissar at Kaithal	D/C	POWERGRID	64	Oct-05
12	LILO of Nalagarh-Hissar at Patiala	D/C	POWERGRID	23	Nov-05
13	Kaiga-Narendra	D/C	POWERGRID	216	Nov-05
14	LILO of Nagajurnsagar-Raichur at Mahboobnagar	D/C	POWERGRID	2	Nov-05
				<b>3271</b>	
<b>State Sector</b>					
1	Jegrupadu CCPS-Vemagiri	D/C	Andhra Pradesh	13	Jun-05
2	Vemagiri CCPS-Vemagiri	D/C	Andhra Pradesh	4	Jun-05
3	LILO of IP Extn.-BTPS at Sarita Vihar	D/C	Delhi	0.4	Jul-05
4	LILO of Cuddapah-Madras at Chittoor	D/C	Andhra Pradesh	21	Jul-05
5	LILO of Tallapally-Raichur at Mahboobnagar	D/C	Andhra Pradesh	1	Jul-05
6	Vizag-Vemagiri-Nunna	D/C	Andhra Pradesh	614	Aug-05
7	Vemagiri - Konaseema CCPS	D/C	Andhra Pradesh	52	Sep-05
				<b>705</b>	
			Total Central + State	<b>3976</b>	
<b>II. 220 KV LINES</b>					
<b>Central sector</b>					
1	Tarapur 3&4 - Boisor	S/C	POWERGRID	21	Sep-05
2	Mejia-Borjora	D/C	DVC	32	Jan-06
				<b>53</b>	

**Annexure 6.4**  
**Page 2 of 5**

53

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of cmts	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
<b>State sector</b>					
1	Shatabdinagar-Modipuram	D/C	Uttar Pradesh	57	Apr-05
2	Muzaffarnagar (400 kV)-Muzaffarnagar (S)	S/C	Uttar Pradesh	12	Apr-05
3	Bhopal - Balrargarh (1st circuit) S/C on D/C	S/C	Madhya Pradesh	17	Apr-05
4	LILO of Pedambe - Kharepatan at Nivalipata	D/C	Maharashtra	33	Apr-05
5	LILO of Pedambe-Kharepatan at Oni	D/C	Maharashtra	2	Apr-05
6	Wardha I - Wardha-II	D/C	Maharashtra	3	Apr-05
7	Somayajulapalli-Nandyal (2nd Ckt)	S/C	Andhra Pradesh	35	Apr-05
8	LILO of Kasargode-Kannur at Taliparamba	D/C	Kerala	12	Apr-05
9	LILO of North Chennai TPS-Korattur at Kilpauk	D/C	Tamilnadu	18	Apr-05
10	LILO of Rishikesh-Muzaffarnagar at 220 kV Sub-Station Roorkee	D/C	Uttaranchal	0.05	Apr-05
11	Hisar IA - Jind	D/C	Haryana	140	May-05
12	Ratangarh-Jhunjhunu	D/C	Rajasthan	152	May-05
13	Phalodi-Tinwari	S/C	Rajasthan	91	May-05
14	LILO of Vapi-Bhilad at Vapi 400 kV (PGCIL)	D/C	Gujarat	16	May-05
15	Badshahpur-Manesar	S/C on D/C	Haryana	12	Jun-05
16	Jhunjhunu-Khetri	D/C	Rajasthan	98	Jun-05
17	Suratgarh TPS-Bikaner (Suratgarh end)	S/C on D/C	Rajasthan	59	Jun-05
18	LILO of Korba-Bhilai at Mopka	D/C	Chattisgarh	28	Jun-05
19	Narendra-Haveri	D/C	Karnataka	95	Jun-05
20	Pykara-Arasur	D/C	Tamilnadu	116	Jun-05
21	LILO of Jodhpur-Tinwari at Jodhpur	D/C	Rajasthan	44	Jul-05
22	LILO of Kayamkulam-Edaman (ckt-I) to Kundra	D/C	Kerala	47	Jul-05
23	Pallipuram-Pothencode	M/C	Kerala	16	Jul-05
24	LILO of Sirohi-Balotra at Jalore	D/C	Rajasthan	2	Aug-05
25	Salem 400 kV S/S - Ingur 230 kV S/S	S/C	Tamilnadu	84	Aug-05
26	Bawana-Rohini	D/C	Delhi	20	Sep-05
27	LILO of IP Extension-BTPS at Sarita Vihar	D/C	Delhi	0.4	Sep-05
28	Ratangarh-Sujargarh (Upgraded from S/C to D/C)	D/C	Rajasthan	110	Sep-05
29	Shahapur - Gulbarga	D/C	Karnataka	8	Sep-05
30	LILO at Kadur	D/C	Karnataka	0.8	Sep-05
31	Dubri - Dubri (Old)	D/C	Orissa	22	Sep-05
32	South of Wazirabad-Kashmere Gate (Second circuit)	D/C	Delhi	5.5	Oct-05
33	TDLTPS, Panipat-Rohtak (Second circuit)	D/C	Haryana	63	Oct-05
34	LILO of Kayathar-Edaman line at Veeranam S/S	D/C	Tamilnadu	1.5	Oct-05
35	LILO of Mettur-Hosur at Karimangalam	D/C	Tamilnadu	49	Oct-05
36	LILO of NCTPS-Thiruvalem at Alamathy 400 kV S/S	D/C	Tamilnadu	3	Oct-05
37	Patti-Verpal (Second circuit stringing)	S/C	Punjab	37.6	Nov-05
38	LILO of Kayathar-Edaman line at Kodikkurichi	D/C	Tamilnadu	10	Nov-05
39	LILO of one 1st ckt of Kaithal-Cheeka at 400 kV Kaithal Sub-station of PGCIL	S/C	Haryana	4	Dec-05
40	Phulera-Makrana	D/C	Rajasthan	57	Dec-05

**Annexure 6.4**  
**Page 3 of 5**

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
41	LILO of Rishikesh-Nara at 220 kV Sub-Station	D/C	Uttanchal	0.05	Dec-05
42	LILO of Nellore-Sullurpet of Nellore	D/C	Andhra Pradesh	24	Dec-05
43	Dhar-Rajgarh	S/C on D/C	Madhya Pradesh	42	Dec-05
44	Kansari-Dhanera	D/C	Gujarat	55	Dec-05
45	Patran-Sunam	S/C on D/C	Punjab	36	Jan-06
46	LILO of one ckt of Sarna-Wadala-Granthian line at Tib	S/C	Punjab	0.55	Feb-06
47	LILO of Birsinghpur TPS-Birsinghpur HEP at Birsinghpur S.	D/C	Madhya Pradesh	5	Feb-06
48	LILO of Boisar-Padghe at Boisar (PGCIL 400/220 kV)	D/C	Maharashtra	8	Feb-06
				<b>1751</b>	
				<b>1804</b>	
<b>III. 132 KV LINES</b>					
1	LILO of Umian stage IV -Sarusaajai at Umtru HEP	D/C	Meghalaya	3	Jul-05
2	Lakwa-Dibrugarh	S/C	Assam	67	Nov-05

**STATEMENT SHOWING THE SUB-STATIONS COMPLETED DURING 2005-06**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
<b>I. 400 kV (Sub-station)</b>					
1	Thiruvananthapuram (1st)	400/220	POWERGRID	315	Jul-05
2	Thiruvananthapuram (2nd)	400/220	POWERGRID	315	Jul-05
3	Baripada (New)	400/220	POWERGRID	315	Jul-05
4	Meerut (3rd)	400/220	POWERGRID	315	Aug-05
5	Vapi	400/220	POWERGRID	630	Aug-05
6	Boisor (1st) (S)	400/220	POWERGRID	315	Sep-05
7	Boisor (2nd)	400/220	POWERGRID	315	Sep-05
8	Patiala (1st) (S)	400/220	POWERGRID	315	Oct-05
9	Abdullapur (3rd)	400/220	POWERGRID	315	Oct-05
10	Patiala (2nd)	400/220	POWERGRID	315	Nov-05
11	Kalthal (New) (1st)	400/220	POWERGRID	315	Nov-05
12	Kalthal (2nd)	400/220	POWERGRID	315	Nov-05
13	Narendra (1st)	400/220	POWERGRID	315	Nov-05
<b>TOTAL (Central Sector)</b>		<b>400</b>		<b>4410</b>	

## Annexure 6.4

## Page 4 of 5

Sl. No.	Name-of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
1	Mandore (Jodhpur) (2nd) (S)	400/220	Rajasthan	315	Apr-05
2	Bina (Additional)	400/220	Madhya Pradesh	315	Apr-05
3	Bhopal (Additional)	400/220	Madhya Pradesh	315	Apr-05
4	Meramundali (1st) (S)	400/220	Orissa	315	Jun-05
5	Meramundali (2nd) (S)	400/220	Orissa	315	Jun-05
6	Vemagiri (1st & 2nd)	400/220	Andhra Pradesh	630	Aug-05
7	Neelamangala (Addl.) (3x167)	400/220	Karnataka	500	Aug-05
8	Bamnauli (3rd)	400/220	Delhi	315	Sep-05
9	Mahbobnagar	400/220	Andhra Pradesh	315	Oct-05
10	Bawana (4th)	400/220	Delhi	315	Jan-06
11	Nellore (1st)	400/220	Andhra Pradesh	315	Jan-06
<b>TOTAL (State Sector)</b>		<b>400</b>		<b>3965</b>	
<b>TOTAL (All India)</b>		<b>400</b>		<b>8375</b>	

<b>II. 220 kV (Sub-station)</b>					
1	Ramgarh	220/33	DVC	50	Jun-05
2	Ramgarh	220/33	DVC	50	Jun-05
3	Ramgarh	220/132	DVC	150	Jun-05
4	Baripada	220/132	POWERGRID	160	Jul-05
5	Barjora (1st)	220/33	DVC	50	Feb-06
6	Barjora (2nd)	220/33	DVC	50	Feb-06
<b>TOTAL (Central Sector)</b>		<b>220</b>		<b>510</b>	
1	Sujargarh	220/132	Rajasthan	100	Apr-05
2	Jalore (S)	220/132	Rajasthan	100	Apr-05
3	Amarsagar	220/132	Rajasthan	100	Apr-05
4	Phalodi	220/132	Rajasthan	100	Apr-05
5	Mitha (Jotana) (S)	220/66	Gujarat	100	Apr-05
6	Haidarwa (Aug.) (150-100)	220/66	Gujarat	50	Apr-05
7	Bairagarh	220/132	Madhya Pradesh	160	Apr-05
8	Ichalkaranji (Aug.)	220/33	Maharashtra	25	Apr-05
9	New Koyna	220/33	Maharashtra	25	Apr-05
10	Nivalipatha	220/33	Maharashtra	25	Apr-05
11	Phursungi	220/22	Maharashtra	50	Apr-05
12	Taloja	220/22	Maharashtra	50	Apr-05
13	Gudivada (1st & 2nd)	220/132	Andhra Pradesh	200	Apr-05
14	Halvad	220/66	Gujarat	100	May-05
15	Khagauli (Patna)	220/132	Bihar	200	May-05
16	New Haldia 2nd	220/132	West Bengal	160	May-05
17	Khanjawa (2nd) (Aug)	220/66	Delhi	100	Jun-05
18	Agra (160-100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Jun-05
19	Mopka	220/132	Chattisgarh	160	Jun-05
20	Anjar (100-50)	220/66	Gujarat	50	Jun-05

**Annexure 6.4**  
**Page 5 of 5**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
21	Taliparamba (1st)	220/110	Kerala	100	Jun-05
22	Taliparamba (2nd)	220/110	Kerala	100	Jun-05
23	Malumichampatty	230/110	Tamilnadu	100	Jun-05
24	Sarusajai (MeSEB funded)	220/132	Assam	100	Jun-05
25	Baddi (2nd)	220/66	Himachal Pradesh	80	Jul-05
26	Badnera	220/33	Maharashtra	25	Jul-05
27	Temghar	220/22	Maharashtra	50	Aug-05
28	Geeta Colony	220/132	Delhi	100	Sep-05
29	Urla (Augmentation)	220/132	Chattisgarh	160	Sep-05
30	Jalna	220/33	Maharashtra	25	Sep-05
31	Shivpuri (New)	220/132	Madhya Pradesh	160	Sep-05
32	Kadur (1st & 2nd) (2x100)	220/110	Karnataka	200	Sep-05
33	Tinsukia (1st)	220/132	Assam	50	Sep-05
34	Panki Extn. (Augmentation) (160-100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Oct-05
35	New Koyna (2nd)	220/132	Maharashtra	25	Oct-05
36	Karimangalam (1st)	230/110	Tamilnadu	100	Oct-05
37	Veeranam (2x50)	230/33	Tamilnadu	100	Oct-05
38	Tinsukia (2nd)	220/132	Assam	50	Oct-05
39	Geeta Colony	220/132	Delhi	100	Nov-05
40	Jhalawar (Augmentation)	220/132	Rajasthan	100	Nov-05
41	Shivpuri	220/132	Madhya Pradesh	40	Nov-05
42	Kodikkurichi	230/110	Tamilnadu	100	Nov-05
43	Soanepat (3rd)	220/132	Haryana	100	Dec-05
44	Cheeka (2nd)	220/132	Haryana	100	Dec-05
45	IMT Manesar	220/66	Haryana	100	Dec-05
46	Makrana	220/132	Rajasthan	100	Dec-05
47	Kanhan	220/132	Maharashtra	100	Dec-05
48	Rajgarh	220/132	Madhya Pradesh	160	Dec-05
49	Meramundali (2nd)	220/132	Orissa	100	Jan-06
50	Gobindgarh-II (Aug) (3rd)	220/66	Punjab	100	Jan-06
51	Dausa (Aug) (100-50 MVA)	220/132	Rajasthan	50	Jan-06
52	Sanganer (Augmentation)	220/132	Rajasthan	100	Jan-06
53	Kudachi (1st)	220/110	Karnataka	100	Feb-06
54	Kudachi (2nd)	220/110	Karnataka	100	Feb-06
55	Kilpauk (2x50)	230/110	Tamilnadu	100	Feb-06
56	Mariani (Aug) (100-50) (1st)	220/132	Assam	50	Feb-06
	<b>TOTAL (State Sector)</b>	<b>220</b>		<b>5200</b>	
	<b>TOTAL (All India)</b>	<b>220</b>		<b>5710</b>	
<b>III.</b>	<b>132 kV (Sub-station)</b>				
1	Sarusajai	132/33	Assam	31.50	Jun-05
	<b>TOTAL (State Sector)</b>	<b>132</b>		<b>31.5</b>	

**Annexure 6.5**  
**Page 1 of 7**

**STATEMENT SHOWING THE TRANSMISSION LINES COMPLETED DURING 2006-07**

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
<b>Central Sector</b>					
<b>I. 765 KV LINES</b>					
1	Tehri-Meerut (Line-I) (operated at 400 kV)	S/C	POWERGRID	186	Jul-06
2	Tehri-Meerut (Line-II)(operated at 400 kV)	S/C	POWERGRID	184	Jul-06
3	Agra - Gwalior - I (operated at 400 kV)	S/C	POWERGRID	128	Mar-07
4	Bina - Gwalior (operated at 400 kV)	S/C	POWERGRID	235	Mar-07
<b>II. 400 KV LINES</b>					
1	Bhadravati-Chandrapur Transmission System	D/C	POWERGRID	46	Apr-06
2	Bareilly-Mandoula (JVPg)	D/C	POWERGRID	474	Apr-06
3	LILo of Bongaigaon - Malda at Purnea	D/C	POWERGRID	116	May-06
4	Meerut - Muzaffarnagar	S/C	POWERGRID	38	May-06
5	Jalandhar-Amritsar	S/C	POWERGRID	60	May-06
6	LILo of 400 kV S/C Korba - Raipur at Sipat	D/C	POWERGRID	10	May-06
7	Neelamangla - Mysore	D/C	POWERGRID	266	May-06
8	LILo of both ckt of Nellore - Sriperambudur at Alamathi	D/C	POWERGRID	164	May-06
9	Siliguri - Purnea (Quad) (JVPg)	D/C	POWERGRID	320	Aug-06
10	Purnea - Muzaffarpur (Quad) (JVPg)	D/C	POWERGRID	478	Aug-06
11	Muzaffarpur - Gorakhpur (Quad) (JVPg)	D/C	POWERGRID	520	Aug-06
12	Gorakhpur - Lucknow (JVPg)	D/C	POWERGRID	492	Aug-06
13	Gorakhpur (UPPCL) - Gorakhpur (PG)	D/C	POWERGRID	92	Aug-06
14	Lucknow - Unnao	D/C	POWERGRID	148	Aug-06
15	Tala-Siliguri line-2 (Circuit-I)	D/C	POWERGRID	117	Aug-06
16	Vindhyachal-Satna (Ckt-I)	D/C	POWERGRID	258	Sep-06
17	Kishenpur-Wagoora	D/C	POWERGRID	388	Oct-06
18	LILo of Bawana-Bhiwani at Bahadurgarh	D/C	POWERGRID	34	Oct-06
19	Kanpur - Auraiya	D/C	POWERGRID	144	Oct-06
20	Biharsharif - Muzaffarpur	D/C	POWERGRID	262	Oct-06
21	Tala-Siliguri line-1(both ckt)	D/C	POWERGRID	196	Dec-06
22	Tala-Siliguri line-2 (Circuit-II)	D/C	POWERGRID	117	Dec-06
23	Vindhyachal - Satna (ckt - II)	D/C	POWERGRID	258	Dec-06
24	Agra - Jaipur	D/C	POWERGRID	435	Jan-07
25	Neelamangala - Somanahally	D/C	POWERGRID	84	Jan-07
26	Kahalgau - Patna (Quad) @	D/C	POWERGRID	514	Mar-07
27	Patna - Balia (Quad) @	D/C	POWERGRID	390	Mar-07
28	Balia - Mau @	D/C	POWERGRID	18	Mar-07
29	LILo of Satna-Bina(MPSEB) at Bina (PG)	D/C	POWERGRID	2	Mar-07
30	LILo of Farraka - Jeerat at Subashgram	D/C	POWERGRID	126	Mar-07

**Annexure 6.5**  
**Page 2 of 7**

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt/s	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
<b>III. 220 KV LINES</b>					
1	Muzaffarpur (PG)-Muzaffarpur (BSEB)	D/C	POWERGRID	48	Aug-06
2	LILO of one ckt of 220 kV Kalyaneshwari-Mejia at	D/C	DVC	16	Nov-06
3	Bokaro TPS - Ramgarh	D/C	DVC	110	Nov-06
<b>State Sector</b>					
<b>I. 400 KV LINES</b>					
1	Diversion of Chandrapur-Koradi	S/C	Maharashtra	7	May-06
2	Dabhol-New Koyana (2nd circuit) (S)	S/C	Maharashtra	48	May-06
3	LILO of Dadri-Ballabgarh at Noida	D/C	Uttar Pradesh	3	Jun-06
4	Vishnu Prayag-Muzaffarnagar	D/C	Uttar Pradesh	520	Jul-06
5	LILO of Chorana-Jetpur at Rajkot	D/C	Gujarat	119	Jul-06
6	Gautami CCPS-Vemagiri	D/C	Andhra Pradesh	78	Sep-06
7	LILO of Rishikesh-Moradabad at Kashipur	D/C	Uttaranchal	118	Dec-06
<b>II. 220 KV LINES</b>					
1	Padegaon-Savangi	S/C	Maharashtra	15	Apr-06
2	220 kV power supply to Sanvijay	S/C	Maharashtra	1	Apr-06
3	Kudachi-Mahalingpur	D/C	Karnataka	70	Apr-08
4	LILO of Pugalur-Unjanai 230 kV at Pudanchandai	D/C	Tamilnadu	38	May-06
5	LILO of Shimoga- Hootagalli D/C line at Basthipura	D/C	Karnataka	30	Jun-06
6	LILO of Akola-Chikhali 220kV ckt-I at Paras TPS	D/C	Maharashtra	12	Jun-08
7	Bamnauli-Papankalan-II	D/C	Delhi	21	Jun-06
8	LILO of Rajpura- Abowal at Phagan Majra 400kV PGCIL SS	D/C	Punjab	11.67	Jun-06
9	Civil Line - Khassa (2nd line)	S/C	Punjab	32	Jul-06
10	LILO of Rishikesh-Muzaffarnagar at Hardwar	D/C	Uttaranchal	0.07	Jul-06
11	LILO of Rishikesh-Nara at 220 kV SIDCUL, Hardwar	D/C	Uttaranchal	0.14	Jul-06
12	LILO of TTPS-Paramakudi 230 kV at Tuticorin SIPCOT	D/C	Tamilnadu	0.75	Jul-06
13	Verpal- Amritsar (Balachak (PGCIL))	D/C	Punjab	3	Aug-08
14	LILO of both circuits of Rajpura-Abowal at 400 kV PGCIL	2 x D/C	Punjab	43	Aug-06
15	Saffidon-Jind	D/C	Haryana	90	Aug-06
16	LILO of Rishikesh-Muzaffarnagar at Roshnabad	D/C	Uttaranchal	0.05	Aug-06
17	Akrimota-Panandhro (S)	D/C	Gujarat	55	Aug-08
18	LILO of Savarkundia-Kovaya (1st ckt ) at Pipavav	D/C	Gujarat	5	Aug-08
19	Anantapur-Kalyandurg	S/C	Andhra Pradesh	82	Aug-06
20	Satgachia-Krishnanagar	D/C	West Bengal	94	Aug-06
21	LILO of Korba-Bhilai at Siltara	D/C	Chattisgarh	14	Sep-06
22	LILO of 1ckt of Khaperkheda-Bhugaon at Purti	D/C	Maharashtra	43	Sep-06

## Annexure 6.5

Page 3 of 7

Sl. No.	Nama of the transmission lines	No. of ckts	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
23	LILO of Tuticorin TPS-S.R Pudur at Kundankulam APP	D/C	Tamilnadu	20	Sep-06
24	Bathingda-Bamaia	D/C	Punjab	14	Sep-06
25	Conversion of existing Tee line to LILO at Pirangut (2nd ckt)		Maharashtra	2.6	Oct-06
26	LILO of Shimoga - Neelamangala at Nittur	D/C	Karnataka	1	Oct-06
27	Narsingarh -Tikamgarh	sc/ dc	Madhya Pradesh	130	Oct-06
28	LILO of Paricha -Mainpuri at Orai(P)	D/C	Uttar Pradesh	80	Oct-06
29	LILO of Panki -Mainpuri at Chibramau	D/C	Uttar Pradesh	6	Oct-06
30	LILO of Mainpuri-Hardua[an] (2nd circuit) at Mainpuri	D/C	Uttar Pradesh	37	Oct-06
31	LILO of Mandaula-Patparganj at South of Wazirabad	D/C	Deihi	3	Nov-06
32	Bahadurgarh (400 kV PGCIL) - Bahadurgarh	D/C	Haryana	6	Nov-06
33	Bahadurgarh (220 kV PGCIL) - Rohtak	D/C	Haryana	93	Nov-06
34	Bahadurgarh-Daulatabad	D/C	Haryana	60	Nov-06
35	LILO of Bareilly-Haldwani at Pant Nagar	D/C	Uttanchal	18	Nov-06
36	Nagda-Ratlam (S/C on D/C)	S/D	Madhya Pradesh	43	Nov-06
37	LILO of Chinchwad-Theur at Phursungi	D/C	Maharashtra	11	Nov-06
38	Vita-Ghatnamdare S/C on D/C	S/C	Maharashtra	40	Nov-06
39	Jamde-Valve S/C on D/C	S/C	Maharashtra	14	Nov-06
40	Morbi-Chitrod (HOTLINE stringing) - II	S/C	Gujarat	59	Nov-06
41	Bina-Guna	D/C	Madhya Pradesh	131	Dec-06
42	LILO from Gowribidanur line at Devanahalli Intern. Airport	D/C	Karnataka	5	Dec-06
43	Kayathar-Sankaneri	D/C	Tamilnadu	178	Jan-07
44	Kaithal - Cheeka, (2nd Circuit) S/C on D/C	S/C	Haryana	38	Jan-07
45	Bina-Shivpuri	D/C	Madhya Pradesh	341	Feb-07
46	LILO of Satna-Katni at Satna 400 kV (PG)	D/C	Madhya Pradesh	3	Feb-07
47	Hinganghat TSS Line	D/C	Maharashtra	9	Feb-07
48	LILO of RTPS-Gulbarga at Shahapur	D/C	Karnataka	3	Feb-07
49	LILO of Kayathar-Sankaneri at Udayathur	D/C	Tamilnadu	12	Mar-07
50	LILO of Akola-Chikhali 220kV ckt-II at Paras TPP Extn.	D/C	Maharashtra	12	Mar-07
51	Ghatghar-Washala	D/C	Maharashtra	23	Mar-07
52	Ghatghar-Jindal	D/C	Maharashtra	23	Mar-07
53	Interconnection between 400 kV Jejuri-220 kV Phursing	D/C	Maharashtra	28	Mar-07
54	LILO of 2nd ckt Khaparkheda-Bhugaoan at Puri	D/C	Maharashtra	43	Mar-07
55	LILO of Bableshtar-Aurangabad at Bhenda	D/C	Maharashtra	37	Mar-07
56	LILO of Nasik - Kalwa D/C at Ghatghar	D/C	Maharashtra	102	Mar-07
57	LILO of Jejuri-Pandharpur at Temburni	D/C	Maharashtra	6	Mar-07
58	LILO of Padghe-Colorchem at Temghar	D/C	Maharashtra	1.4	Mar-07
59	Interconnection between 400 kV Akola-220 kV Akola	S/C	Maharashtra	1	Mar-07
60	Korba(E)-Korba(W) Interconnection	D/C	Chattisgarh	3	Mar-07
61	Dholpur- Bharatpur 2nd circuit and diverting to Dholpur	S/C	Rajasthan	75	Mar-07
62	LILO of 1st.circuit of Dholpur- Bharatpur at Dholpur GTPS	D/C	Rajasthan	1.3	Mar-07



Annexure 6.5  
Page 4 of 7

Sl. No.	Name of the transmission lines	No. of ckt	Executing Agency	Line length (CKM)	Month of Completion
63	Barmer-Dhorimanna	S/C	Rajasthan	72	Mar-07
64	LILO of Mainpuri-Firozabad at Mainpuri	D/C	Uttar Pradesh	47	Mar-07
65	Shahjahanpur-Hardoi	D/C	Uttar Pradesh	142	Mar-07
66	LILO of Haridwar-Narora at Atrauli	D/C	Uttar Pradesh	22	Mar-07
67	Greater Noida-Noida	D/C	Uttar Pradesh	24	Mar-07
68	Paricha-Orai	D/C	Uttar Pradesh	207	Mar-07
69	Gorakhpur (400kV)-Gorakhpur (220kV) interconnection	D/C	Uttar Pradesh	25.6	Mar-07
70	LILO of Gorakhpur-Basti at Gorakhpur (PG)	D/C	Uttar Pradesh	3	Mar-07
71	LILO of Sitapur-Chinhath at Chinhath (PG)	D/C	Uttar Pradesh	12	Mar-07
72	LILO of one ckt of Badshahpur-Rewari at 400kV Bhiwadi	D/C	Haryana	42	Mar-07
73	Salimpur (Ladwa) - Nissing @	D/C	Haryana	82	Mar-07
74	Badshapur - Daulatabad @	D/C	Haryana	60	Mar-07
75	Karbi Langpi-Sarusajai D/C	D/C	Assam	216	Mar-07
76	Omkareshwar-Sanawad	D/C	Madhya Pradesh	46	Mar-07
77	Vapi-Bhilad	D/C	Gujarat	46	Mar-07
78	Vadavi (Ranchodpura 400 kV) - Mitha (Jotana)	D/C	Gujarat	87	Mar-07
79	Moti paneli-Sadodar	D/C	Gujarat	27	Mar-07
80	Suthari-Sindhoro-Nani Khakher	D/C	Gujarat	157	Mar-07
81	Kansari-Thavar(Dhanera) Ckt. No. 2	S/C	Gujarat	27	Mar-07

## STATEMENT SHOWING THE SUB-STATIONS COMPLETED DURING 2006-07

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
<b>Central Sector</b>					
<b>I. 400 kV (Sub-station)</b>					
1	Amritsar	400/220	POWERGRID	315	May-06
2	Mysore (1st)	400/220	POWERGRID	315	May-06
3	Mysore (2nd)	400/220	POWERGRID	315	May-06
4	Muzaffarpur (1st)	400/220	POWERGRID	315	Aug-06
5	Gorakhpur	400/220	POWERGRID	315	Aug-06
6	Lucknow	400/220	POWERGRID	315	Aug-06
7	Purnea Extn.	400/220	POWERGRID	315	Sep-06
8	Gorakhpur Extn.	400/220	POWERGRID	315	Sep-06
9	Siliguri Extn.	400/220	POWERGRID	315	Sep-06
10	Bahadurgarh	400/220	POWERGRID	315	Oct-06
11	Mainpuri (new) 2nd ICT (S)	400/220	POWERGRID	315	Oct-06
12	Narendra (2nd)	400/220	POWERGRID	315	Oct-06
13	Satna	400/220	POWERGRID	315	Nov-06
14	Muzaffarnagar (Extension)	400/220	POWERGRID	315	Jan-07
15	Subashgram (New)	400/220	POWERGRID	630	Mar-07
16	Patna @	400/220	POWERGRID	315	Mar-07
17	Balia Switching Station @	400	POWERGRID	0	Mar-07
<b>II. 220 kV (Sub-station)</b>					
1	Burnpur(2x50)	220/132	DVC	100	Jun-06
2	Barjora (2x50)	220/33	DVC	100	Nov-06

## Annexure 6.5

## Page 5 of 7

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
<b>State Sector</b>					
<b>II. 400 kV (Sub-station)</b>					
1	Jejuri	400/220/33	Maharashtra	167	Apr-06
2	Guttur (Davengere) Addl.	400/220	Karnataka	315	Apr-06
3	Nellore (2nd)	400/220	Andhra Pradesh	315	May-06
4	Kasor	400/220	Gujarat	315	Jun-06
5	Rajkot (Hadala)	400/220	Gujarat	315	Jun-06
6	Greater Noida	400/220	Uttar Pradesh	315	Jun-06
7	Alamathy	400/110	Tamil Nadu	200	Sep-06
8	Kashipur (1st)	400/220	Uttaranchal	315	Dec-06
9	Kashipur (2nd)	400/220	Uttaranchal	315	Dec-06
10	Kansari (Augmentation)	400/220	Gujarat	315	Dec-06
11	Greater Noida (2nd)	400/220	Uttar Pradesh	315	Mar-07
12	Akola	400/220	Maharashtra	315	Mar-07
13	Bamnauli (4th)	400/220	Delhi	315	Mar-07
<b>III. 220 kV (Sub-station)</b>					
1	Jalna	220/33	Maharashtra	25	Apr-06
2	Jamde	220/33	Maharashtra	100	Apr-06
3	Dhule	220/33	Maharashtra	25	Apr-06
4	Madhuvanahalli (Kollegal)	220/66	Karnataka	100	Apr-06
5	Tibber (Aug) (1st)	220/66	Punjab	100	May-06
6	Tepla (2nd)	220/66	Haryana	100	May-06
7	Tivim (2nd)	220/110	Goa	100	May-06
8	Pudanchandai	230/110	Tamilnadu	200	May-06
9	Mariani (Aug) (100-50) (2nd)	220/132	Assam	50	Jun-06
10	Greater Noida	220/132	Uttar Pradesh	160	Jun-06
11	Rohini - (4th)	220/66	Delhi	100	Jun-06
12	Rohtak (Aug) (100-50)	220/132	Haryana	50	Jul-06
13	Nuna Majra (Bahadurgarh)	220/132	Haryana	100	Jul-06
14	Kaithal	220/132	Haryana	100	Jul-06
15	Hardwar (BHEL) (1st)	220/132	Uttaranchal	100	Jul-06
16	Ghatnandre	220/33	Maharashtra	100	Jul-06
17	Merta City	220/132	Rajasthan	100	Aug-06
18	Hathras (P)	220/132	Uttar Pradesh	100	Aug-06
19	Jaunpur Extn. (160-100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Aug-06
20	Birsinghpur	220/132	Madhya Pradesh	160	Aug-06
21	Chandrapur (MIDC)	220/33	Maharashtra	50	Aug-06
22	Siltara	220/132	Chattisgarh	160	Sep-06
23	NRS (Aug) (150-100)	220/66	Karnataka	50	Sep-06
24	Nittur	220/110	Karnataka	100	Oct-06
25	Adalsar	220/11	Gujarat	50	Oct-06
26	Orai (ICT 2)	220/132	Uttar Pradesh	100	Oct-06
27	Naraina (3rd)	220/33/11	Delhi	100	Nov-06
28	Pappankala-II (1st) S	220/66	Delhi	100	Apr-06
29	Fatehabad (3rd) (S)	220/132	Haryana	100	Nov-06
30	Hardwar (BHEL) (2nd)	220/132	Uttaranchal	100	Nov-06

**Annexure 6.5**  
**Page 6 of 7**

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
31	Pantnagar (1st)	220/132	Uttanchal	160	Nov-06
32	Rishikesh (2x160) \$	220/132	Uttanchal	320	Apr-06
33	Valve	220/33	Maharashtra	100	Nov-06
34	Tikkamgarh (New)	220/132	Madhya Pradesh	160	Nov-06
35	Dhanera	220/66	Gujarat	200	Nov-06
36	Nittur (2nd)	220/110	Karnataka	100	Nov-06
37	Itagi (2nd)	220/66	Karnataka	100	Nov-06
38	Kashipur (1st)	220/132	Uttanchal	160	Dec-06
39	Kashipur (2nd)	220/132	Uttanchal	160	Dec-06
40	Pantnagar (2nd)	220/132	Uttanchal	160	Dec-06
41	Xeldem	220/33	Goa	50	Dec-06
42	Guna	220/132	Madhya Pradesh	160	Dec-06
43	Rajgarh	220/132	Madhya Pradesh	160	Dec-06
44	Sivarampally (3rd)	220/132	Andhra Pradesh	100	Dec-06
45	Chandrayangutta (4th)	220/132	Andhra Pradesh	100	Dec-06
46	Gachibowli (4th)	220/132	Andhra Pradesh	100	Dec-06
47	Devanahalli International Airport	220/66	Karnataka	100	Dec-06
48	Mansa (Aug) (2nd)	220/66	Punjab	100	Jan-07
49	Tambati	220/100	Maharashtra	100	Jan-07
50	Ambernath (3rd)	220/22	Maharashtra	50	Jan-07
51	Hardoi	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-07
52	Basti (2nd)	220/132	Uttar Pradesh	100	Jan-07
53	Agra Extn. (1x160-1x100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Jan-07
54	Phoolpur Extn (1x160-1x100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Jan-07
55	Rewari (Aug.)	220/132	Haryana	50	Jan-07
56	Bhimavaram	220/132	Andhra Pradesh	200	Feb-07
57	Subrahmanyapura(Aug)(150-100)	220/66	Karnataka	50	Feb-07
58	Gatnandara (Addl.)	220/33	Maharashtra	100	Feb-07
59	Jamde (Addl.) 3rd	220/33	Maharashtra	100	Feb-07
60	Bhimavaram (2nd)	220/132	Andhra Pradesh	100	Mar-07
61	Udayathur (2x50)	230/33	Tamilnadu	100	Mar-07
62	Purti	220/33	Maharashtra	100	Mar-07
63	Savangi	220/33	Maharashtra	25	Mar-07
64	Bhenda	220/132	Maharashtra	100	Mar-07
65	Bhenda	220/33	Maharashtra	50	Mar-07
66	Umred	220/33	Maharashtra	25	Mar-07
67	Gatnandara (Addl.)	220/33	Maharashtra	100	Mar-07
68	Valve (Addl)	220/33	Maharashtra	100	Mar-07
69	Bhiwadi	220/132	Rajasthan	100	Mar-07
70	Sujangarh	220/132	Rajasthan	100	Mar-07
71	Dhorimanna	220/132	Rajasthan	100	Mar-07
72	Khinwsar	220/132	Rajasthan	100	Mar-07
73	Atrauli	220/132	Uttarpradesh	100	Mar-07
74	Chibramau (2x100)	220/132	Uttarpradesh	200	Mar-07
75	Shamli Extn (160-100)	220/132	Uttarpradesh	60	Mar-07

## Annexure 6.5

Page 7 of 7

Sl. No.	Name of the Sub-station	Voltage Ratio (kV/kV)	Executing Agency	Capacity (MVA)	Month of completion
76	Mainpuri Extn (100-60)	220/132	Uttarpradesh	40	Mar-07
77	Orai (ICT 1)	220/132	Uttar Pradesh	100	Mar-07
78	Moradabad Extn (160-100)	220/132	Uttar Pradesh	60	Mar-07
79	Siltara	220/132	Chattisgarh	160	Mar-07
80	Bemetara	220/132	Chattisgarh	160	Mar-07
81	Mahasamund	220/132	Chattisgarh	160	Mar-07
82	Champa	220/132	Chattisgarh	160	Mar-07
83	Gurur	220/132	Chattisgarh	160	Mar-07
84	Papankalan-II (2nd)	220/66	Delhi	100	Mar-07
85	Pithampur (Addl.)	220/132	Madhya Pradesh	160	Mar-07
86	Seoni (New)	220/132	Madhya Pradesh	160	Mar-07
87	Kemar (2nd)	220/110	Karnataka	100	Mar-07
88	Haveri (Addl.)	220/110	Karnataka	100	Mar-07

@ Test charged

**Annexure 6.6**  
**Page 1 of 24**

**X PLAN TRANSMISSION WORKS PROGRAMME AT 132 kV & ABOVE AS WAS IDENTIFIED IN 2002  
CORRESPONDING TO GENERATION PLAN OF 41GW**

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
<b>(A) CENTRAL SECTOR-Associated with Multi-Regional Generation Projects</b>				
<b>INTER-REGIONAL</b>				
<b>POWERGRID</b>		<b>ER-NR Connectivity for ATS of KAHALGAON EXTENSION PHASE-I (2x500MW)</b>		
	1	Biharshariff-Balia 400kV QUAD DC	400	240
	2	Patna-Balia 400kV QUAD DC	400	240
<b>POWERGRID</b>		<b>WR-NR Connectivity for ATS of KAHALGAON EXTENSION PHASE-I (2x500MW)</b>		
	1	Agra-Malanpur 765 kV SC to be operated at 400kV	765kV op at 400kV	110
<b>POWERGRID</b>		<b>ER-WR Connectivity for ATS of KAHALGAON EXTENSION PHASE-II (1x500MW)</b>		
	1	Ranchi - Rourkela 400kV DC with TCSC at Raipur	400	170
	2	Rourkela-Raigarh 400kV DC with TCSC at Raipur	400	220
	3	Raigarh - Raipur 400kV DC with TCSC at Raipur	400	225
	4	40% FixedSC and 5-15% TCSC on both ckts of Raigarh-Raipur line at Raigarh	400	
<b>POWERGRID</b>		<b>ER-NR Connectivity of ATS for BARH STPS</b>		
	1	Barh-Balia 400 QUAD DC	400	220
<b>POWERGRID</b>		<b>NORTH KARAN PURA TRANSMISSION SYSTEM</b>		
		Transmission system yet to be identified.		
<b>NORTHERN REGION</b>				
<b>POWERGRID</b>		<b>NR Portion for ATS of KAHALGAON EXTENSION PHASE-I (2x500MW)</b>		
	1	Balia (PG) switching station	400	-
	2	Balia-Mau 400kV DC	400	50
		Balia-Lucknow (PG) 400 DC (to be designed for higher temperature of 95°C and fixed Series Compensation on both the circuits –quantum of compensation to be decided by further studies)	400	350
	3	Lucknow (PG)-Bareilly (PG) 400 DC (to be designed for higher temperature of 95°C)	400	250
<b>POWERGRID</b>		<b>NR Portion of ATS of MAITHON-RBC</b>		
	1	Balia-Unnao 765kV SC, at 400kV operation	765kV op at 400kV	360
	2	Unnao-Agra 765kV SC, at 400kV operation	765kV op at 400kV	270
	3	Meerut-Malerkotla 400 DC	400	270
	4	Agra-Meerut 765kV SC (operated at 400kV) or 400kV DC line	765kV op at 400kV	230

**Annexure 6.6**  
**Page 2 of 24**

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/MVA
<b>POWERGRID</b>		<b>NR Portion of ATS for BARH STPS</b>		
	1	Balia-Bhiwadi HVDC bi-pole (the capacity of this HVDC line to be decided after further studies)	HVDC	1000
<b>WESTERN REGION</b>				
<b>POWERGRID</b>		<b>WR Portion of ATS for BARH STPS</b>		
	1	Seoni-Bina 765kV SC, at 400kV operation	765kV op at 400kV	330
<b>SOUTHERN REGION</b>		NIL		
<b>EASTERN REGION</b>				
<b>POWERGRID</b>		<b>ER Portion for ATS of KAHALGAON EXTENSION PHASE-I (2x500MW)</b>		
	1	Kahalgaon-Patna 400kV QUAD DC	400	200
	2	Patna (PG) 400/220kV Substation, 2x315MVA	400	2x315
	3	Maithon (PG)-Ranchi 400 DC	400	200
	4	Ranchi 400/220kV S/s of PG, 2x315MVA	400/220	2x315
<b>POWERGRID</b>		<b>ER Portion of ATS of MAITHON-RBC</b>		
	1	Maithon RB TPS- Maithon (PG) 400 DC	400	40
	2	Maithon RB TPS- Ranchi 400 DC	400	200
<b>POWERGRID</b>		<b>ER Portion of ATS for BARH STPS</b>		
	1	LIL0 of Kahalgaon-Patna at Barh 2xDC	400	50
<b>NORTH EASTERN REGION</b>		NIL		
<b>(B)CENTRAL SECTOR-Regional/ Inter-Regional System Associated with Regional Generation Projects and System Strengthening</b>				
<b>INTER-REGIONAL</b>				
<b>POWERGRID/ JV with Tata Power</b>		<b>ER-NR Connectivity for Tala HEP</b>		
	1	Muzaffarpur-Gorakhpur D/C(quad)	400	207
	2	Series comp. Of Muzaffarpur-Gorakhpur Line	400	40+15 %
<b>POWERGRID</b>		<b>ER-SR Connectivity-Gazuwaka Second 500 MW HVDC scheme</b>		
	1	Gazuwaka HVDC B-T-B 2nd link(1x500 MW)	HVDC	500MW
	2	Series Compensation on Jeyapore-Gazuwaka 400kV D/C line	400	SC-50%

Annexure 6.6  
Page 3 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
POWERGRID	1	<b>ER-SR Connectivity for Talcher STPP Stage-II 4x500 MW</b> Talcher - Kolar ± 500 kV 2000 MW HVDC Bipole	HVDC	1500
POWERGRID	1	<b>ER-WR, Series Compensation on Raipur-Rourkela 400kV D/C line</b> 40% Fixed Series Compensation and 15% TCSC on Raipur-Rourkela 400kV D/C	400	
<b>NORTHERN REGION</b>				
POWERGRID	1	<b>Chamera II HEP (300 MW)- 2004-5</b> LILO of Chamera I - Kishenpur at Chamara-II -D/C	400	35
POWERGRID	1	<b>Dulhasti HEP (3x130 MW) 2003-4</b> Dulhasti-Kishenpur S/C	400	61
	2	Kishenpur-Wagoora D/C	400	185
	3	Kishenpur S/S(aug.)	400/220	1260
POWERGRID	1	<b>Dhauliganga HEP (4x70 MW) 2004-5</b> Dhauliganga - Bareilly(UPPCL) D/C (initially operated at 220 kV)	400	330
POWERGRID	1	<b>Sewa HEP(120 MW) 2006-7</b> Sewa- Hira-Nagar D /C	132	70
	2	Sewa- Khatua one ckt via Mahanpur D /C	132	70
POWERGRID	1	<b>Nathpha Jhakri HEP (6x250 MW) 2003-4</b> N.Jhakri - Abdullahpur D/C	400	180
	2	Abdullahpur - Bawana D/C	400	167
	3	Bawana-Bhiwani D/C	400	98
	4	N.Jhakri - Nalagarh D/C	400	145
	5	Nalagarh - Hissar D/C	400	250
	6	Hissar - Jaipur S/C	400	277
	7	Hissar (PG)-Hissar(BBMB) D/C	220	10
	8	Hissar S/S	400/220	bay.
	9	Abdullahpur S/S	400/220	630
	10	Bawana S/S (Aug.)	400/220	bay
	11	Nallagarh S/S	400/220	630
	12	Jalandhar-Dasuya D/C	220	50
	13	LILO of Chamera-Moga D/CatJalandhar	400	9
	14	Jalandhar S/s	400/220	630
POWERGRID	1	<b>Rihand STPS-II( 2x 500 MW)1st-3/06, 2nd-3/07</b> Allahabad-Mainpuri-Baliabgarh-D/C	400	317
	2	Mainpuri S/S	400/220	315
	3	Rihand-Allahabad D/C	400	149
	4	Dadri-Panipat-2nd ckt.	400	111
	5	Patiala-Malerkotla S/C	400	64
	6	LILO 1 ckt. Nalagarh-Hissar at Kaithai-D/C	400	15
	7	LILO 1 ckt. Nalagarh-Hissar at Patiala-D/C	400	11
	8	Kaithai S/S	400/220	830
	9	Patiala S/S	400/220	630
	10	Mainpuri S/S(aug)	400/220	315
	11	Abdullahpur S/S(aug)	400/220	315

## Annexure 6.6

Page 4 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
POWERGRID		<b>Rampur HEP(500 MW)2005-6</b>		
	1	LILO of Nathpa Jhakri- Nalagarh D/C at Rampur	400	30
	2	Patiala - Ludhiana 400 kV D/C	400	140
	3	LILO of Patiala - Hissar 400kV line at Kaithal	400	40
	4	LILO of Nallagarh-Kaithal at Patiala	400	40
POWERGRID		<b>Tehri HEP St-I (4x250 MW)1st 3/03,2nd,3rd&amp;4th-3/04</b>		
	1	Tehri - Meerut 2 x S/C (initially operated at 400 kV)	800	181
	2	Meerut - Mandaula D/C	400	60
	3	Meerut - Muzaffarnagar S/C	400	37
	4	Meerut S/S	400/220	945
	5	Muzaffarnagar S/S	400/220	630
POWERGRID		<b>Dadri -II TPS (490 MW)</b>		
	1	Dadri-Malerkotla 2nd S/C ckt	400	300
POWERGRID		<b>Unchahar TPS-III (1 x 210 MW)</b>		
	1	Unchahar- Raibareilly S/C	220	25
	2	LILO of Unchahar-Lucknow/Chinhat 220kV D/C at Raibareilly	220	20
	3	Raibareilly 220/132kV, 2x100 MVA S/S	220	200
POWERGRID		<b>Koteshwar HEP (400 MW))</b>		
	1	Koteshwar - Tehri Pooling point D/C	400	40
	2	LILO of Tehri-Meerut lines at TehriPP and Tehri PP GIS S/s	400	10
	3	50% series comp. of TehriPP-Meerut 2xS/C	400	
POWERGRID		<b>Tehri HEP PSS (4x250 MW)1st &amp;2nd 3/06,3rd&amp; 4th-3/07</b>		
	1	Tehri - Tehri( Pooling point) 3rd ckt. (initially operated at 400 kV)	800	25
	2	Creation of Tehri Pooling Point sw. strn.		
	3	Charging of Tehri-Meerut 2xS/C at 765 kV	765	
	4	Tehri S/S	765/400	3x1000
	5	Meerut S/S	765/400	3x1000
POWERGRID/ JV with Tata Power		<b><u>NR- Strengthening (For increased import due to Talia HEP)</u></b>		
	1	Gorakhpur-Lucknow(new) D/C	400	272
	2	Lucknow(New)- Unnao D/C	400	70
	3	Bareilly- Mandola D/C	400	235
	4	LILO of Dadri-Samaypur D/C line atMaharani Bagh-2xD/c	400	20
	5	Gorakhpur(new)-Gorakhpur(UP)interconnection-D/C	400	25
	6	Gorakhpur S/S (new)with 2x63 MVAR L/R	400/220	1x315
	7	New Lucknow S/S(new)	400/220	1x315
	8	Maharani Bagh S/S (new)*	400/220	630
	9	Bareilly S/S(new) with 2x50 MVAR L/R	400/220	315
POWERGRID		<b><u>NR- Supplementary Strengthening (increased import due to Talia HEP)</u></b>		
	1	Jalandhar-Amritsar S/C	400	65
	2	LILO of Bawana-Bhiwani S/Cat Bahadurgarh-D/C	400	9
	3	Amritsar S/S (new)	400/220	1x315
	4	Bahadurgarh S/S (new)	400/220	1x315
	5	Gorakhpur S/S (aug.)-2nd trf.	400/220	1x315



Annexure 6.6  
Page 5 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
POWERGRID		<b>Strengthening of trans. works :-</b>		
	1	Allahabad S/S	400/220	2X315
	2	Kishanpur- Moga 2X S/C ( initially to be charged at 400 kV )	800	280
	3	Hamirpur - Jullandhar D/C	220	121
	4	FACT on Kanpur-Ballabhgarh S/C	400	35%
	5	LILo of Bassi-Ballbhgarh S/C at Bhiwadi-D/C	400	70
	6	Bhiwadi S/S	400/220	630
	7	Agra(PG)-Agra(UPPCL)-D/C	400	60
	8	LILo of Singrauli-Kanpur D/C at Allahabad-2xD/C	400	4
	9	40% series comp. On Panki-Muradnagar line at Muradnagar	400	40%
	10	Allahabad-Rewa Road D/C	220	6
	11	Allahabad-Phulpur S/C	220	37
	11	LILo of Modipuram-Simbholi S/C at Meerut(PG)-D/C	220	10
	12	LILo of Modipuram-Muzaffarnagar S/C at Meerut(PG)-D/C	220	5
	13	Meerut(PG)-Shatabdi Nagar-D/C	220	4.5
POWERGRID	14	Mau-Balia s/c	132	65
	15	Ballabhgarh S/S (aug.)- 4 th trf.	400/220	315
		<b>Trans. worksTo be covered in future project)</b>		
POWERGRID	1	Roorkee S/S	400/220	1x315
	2	LILo of Rishikesh- MuzaffarpurS/c lineat Roorkee S/S	400	10
	3	Extn. Of Roorkee-Muzaffarpur line at Roorkee-Meerut line by opening at Muzaffarpur end	400	50
POWERGRID		<b>SYSTEM STRENGTHENING NR – I</b>		
	1	Kanpur-Auraiya - DC	400	120
	2	Bareilly Switching station of PG,	400	
	3	LILo of Lucknow-Moradabad SC at Bareilly (PG)	400	20
	4	LILo of Bareilly-Mandola DC at Bareilly (PG) 2xD/C	400	10
	5	Bareilly (PG)-Moradabad SC	400	80
POWERGRID	6	LILo of Sultanpur-Lucknow SC at Lucknow PG	400	30
		<b>SYSTEM STRENGTHENING NR-II, TARGET</b>		
	1	Fixed series compensation of 40% on Allahabad-Mainpuri 400kV DC line designed for 95°C	0.4	
	2	Agra-Jaipur DC	400	225
POWERGRID	3	Wagoora , 3 <sup>rd</sup> transformer	400/220	1X315
		<b>SYSTEM STRENGTHENING NR-III, TARGET</b>		
	1	Malerkotla-Ludhiana-Jullundur S/C	400	150
	2	Ludhiana 400/220kV S/Stn of PG, 2x315MVA	400/220	2X315
POWERGRID	3	LILo of one circuit of Hissar-Moga DC line at Fatehabad	400	
	4	Fatehabad S/Stn of PG, 2x315MVA	400/220	2X315
POWERGRID		<b>SYSTEM STRENGTHENING NR-IV TARGET</b>		
	1	Provision of SVC support in NR system. (Total quantum of compensation, their size and location would be identified after further studies.)		
POWERGRID		<b>SYSTEM STRENGTHENING SCHEME NR-V, TARGET- MATCHING WITH</b>		
		<b>BALIA-BHIWADI HVDC BI-POLE</b>		
	1	LILo of Hissar-Jaipur at Bhiwadi	400	25
	2	Bhiwadi-Agra DC	400	150
POWERGRID	3	Bhiwadi-Moga DC	400	320

## Annexure 6.6

Page 6 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/MVA
<b>WESTERN REGION</b>				
POWERGRID		<b>Tarapur Extn. Nuclear ( 2x500 MW )</b>		
	1	TAPP(Extn.)-Padghe D/C	400	92
	2	TAPP(Extn.)-Boisar D/C	400	20
	3	LILO Gandhar-Padghe S/C line at Vapi(PG)	400	3
	4	LILO Vapi(PG)-Padghe S/C line at Boisar	400	31
	5	TAPP(Extn.)-Boisar S/C(For start up power)	220	20
	6	Boisar 400/220 kV S/S	400/220	630
POWERGRID	7	Vapi(PG) 400/220 kV S/S	400/220	630
		<b>Sipat STPP-I ( 3x660 MW )</b>		
	1	Sipat-Seoni 2xS/C	765	2x336
	2	Seoni-Khandwa D/C (Quad AAAC)	400	373
	3	LILO of one ckt of Korba STPS-Raipur at Sipat, D/C	400	5
	4	LILO of Bhilai-Satpura S/C line at Seoni, D/C	400	7
	5	Nagda-Dehgam D/C	400	332
POWERGRID	6	LILO of both ckt of S.Sarovar-Nagda D/C at Rajgarh 2XD/C	400	2x11
	7	Seoni S/S	765/400	3000
	8	Seoni S/S	400/220	630
	9	Rajgarh S/S	400/220	630
POWERGRID		<b>Sipat STPP-II ( 2x660 MW ) (earlier 1x660MW)</b>		
	1	Khandwa-Rajgarh D/C	400	213
	2	Bina-Malanpur S/C(initially operated at 400 kV)	765	245
	3	LILO at Bhatpara of Korba-Raipur line	400	15
	4	Malanpur S/S	400/220	630
	5	Bhatpara S/S	400/220	630
POWERGRID	6	Seoni S/S (Aug)	765/400	1500
		<b>Sipat STPP-II Supplimentry</b>		
	1	Seoni-Wardha, S/C (initially op. at 400kV)	765	275
	2	Wardha-Akola, D/C	400	160
	3	Akola-Aurangabad, D/C	400	265
POWERGRID	4	Wardha S/S	400/220	630
		<b>Vindhyachal-III 2x500 MW</b>		
	1	Vindhyachal - Satna, D/C	400	270
	2	Satna- Bina, D/C	400	277
	3	LILO of Satna-Bina(MP) at Bina(PG), D/C	400	5
POWERGRID	4	LILO of both ckt of Raipur-Rourkela at Raigarh 2xD/C	400	30
	5	Satna	400/220	315
	6	Bina	400/220	315
	7	Raigarh	400/220	630
POWERGRID		<b>System Strengthening Schemes</b>		
		<b>Establishment of Khandwa Sub-Station</b>		
	1	LILO of both ckt of Itarsi-Dhule D/C line at Khandwa 2xD/C	400	2x29
POWERGRID	2	Khandwa S/S	400/220	630
		<b>Establishment of Korba-Vindhyachal 2nd ckt</b>		
POWERGRID (IPTC Route)	1	Korba-Vindhyachal 2nd ckt	400	285
		<b>Construction of Bina-Nagda line</b>		
POWERGRID (IPTC Route)	1	Bina-Nagda D/C line	400	332

Annexure 6.6  
Page 7 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL (km)/MVA
POWERGRID	1	<b>Transfer of Surplus power from ER to WR &amp; SR</b> Raipur-Chandrapur D/C line (3rd & 4th ckt)	400	344
POWERGRID	1	<b>Series Compensation on Seoni-Khandwa 400kV D/C line</b> 40% Fixed Series Compensation on Seoni-Khandwa 400kV D/C	400	
POWERGRID	1	<b>System Strengthening Scheme of WR-I</b> Sipat-Raipur D/C line	400	140
	2	40% Fixed SC on Seoni-Khandwa 400kV D/C line	400	
	3	ICT at Itarsi	400	315
POWERGRID	1	<b>System Strengthening Scheme of WR-II</b> Chandrapur-Bhadrawati 2nd D/C line	400	10
<b>SOUTHERN REGION</b>				
POWERGRID		<b>Talcher STPP Stage-II 4x500 MW</b>		
	1	Kolar - Hoody, D/C	400	25
	2	Kolar - Madras, S/C	400	230
	3	Kolar - Hosur - Salem, S/C	400	200
	4	Salem - Udumalpet, S/C	400	167
	5	LIL0 of Cuddapah - Somanhalli at Kolar	400	10
	6	Hosur S/s	400/220	630
	7	Salem, Hoody, Udumalpet and Madras S/S Extn	400/220	
POWERGRID		<b>Additional scheme for SR for Talcher St.-II</b>		
	1	Kolar-Hosur Section to be made as D/C	400	50
POWERGRID		<b>System Strengthening sch for SR</b>		
	1	Vijayawada - Nellore 400 kV D/C line	400	340
	2	Nellore - SB Budur 400 kV D/C line	400	189
POWERGRID		<b>Series Compensation(FSC)</b>		
	1	40% Sr. comp at Cuddapah end on both ckts. Of Nagarjunasagar - Cuddapah D/C line	400	
	2	40% Sr. comp at Gooty end on 2XS/C Gooty-Neelamangala line	400	
POWERGRID		<b>Ramagundam STPS Stage-III 500 MW</b>		
	1	Ramagundam- Hyderabad 400kV D/C line	400	200
	2	Hyderabad-Kurnool-Gooty 400kV S/c line	400	300
	3	Gooty-Neelamangla 400kV S/C line	400	250
	4	Khammam - Nagarjunsagar 400kV S/C line	400	150
	5	400kV bay extns. at Hyderabad, Gooty,	400	
	6	Khammam, Nagarjunsagar, Kurnool and Neelamangla		

**Annexure 6.6**  
**Page 8 of 24**

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
POWERGRID		<b>Tr. Sys. for Second feed to Kerala</b>		
	1	Madurai-Thiruvananthapuram 400kV D/C line	400	260
POWERGRID		<b>Gazuwaka Second 500 MW HVDC scheme</b>		
	1	Gazuwaka HVDC B-T-B 2nd link(1x500 MW)	HVDC	
	2	Gazuwaka -Vijayawada,D/C (2&3 ckt)	400	380
POWERGRID		<b>Kaiga Transmission System</b>		
	1	Kaiga-Sirsi-Devangiri, D/C (upgradation to 400 kV operation)	400	240
	2	Kaiga-Narendra 400 KV, D/C	400	106
	3	Narendra S/S	400/220	630
POWERGRID		<b>Kaiga Phase-II (unit# 3 &amp; 4) Transmission System</b>		
	1	Narendra-Davanagere D/C	400	150
	2	Neelamangla-Mysore D/C	400	155
	3	Mysore-Kozhikode D/C	400	215
	4	LILO of Kolar-S P Budur S/C at Melakottaiyur	400	40
	5	Mysore,Kozhikode end Melakottaiyur S/Ss	400/220	630
	6	2nd Transformer at Vijayawada and Hiriyur S/Ss	400/220	315
	7	Switchable line reactor of 1x50MVAR at Melakottaiyur end of Kolar-S P Budur S/C line to be liloed at Melakottaiyur	400	50MVAR
	8	Switchable line reactors of 2x50MVAR at Kozhikode end of Mysore-Kozhikode D/C line	400	100MVAR
	9	Bus reactor of 1x50MVAR each at Mysore and Narendra S/Ss	400	100MVAR
POWERGRID		<b>Neyveli Ext (420MW)</b>		
	1	LILO of one ckt of NLC-Trichy D/C line at PS	400	20
POWERGRID		<b>Neyveli TPS-II Ext (New) (500 MW)</b>		
	1	Neyveli TS-II Exp-Neyveli TS-II 2xS/C	400	8
	2	Neyveli TS-II Exp-Pugalur D/C	400	225
	3	Pugalur-Madurai D/C	400	140
	4	Udumalpet-Arasur D/C	400	78
	5	LILO(1xD/C) of Neyveli-S p Budur S/C at Pondicherry	400	30
	8	LILO(1xD/C) of Ramagundam-Khammam S/C at Warrangal	400	18
	7	Pugalur,Arasur,Pondicherry and Warrangal S/Ss	400/220	630
	8	2x50 MVAR Line Reactor(Switchable) at Pugalur end of Neyveli-Pugalur D/C	400	100MVAR
POWERGRID		<b>System Strengthening-III in SR</b>		
	1	Gooty-Raichur D/C (Quad)	400	160
	2	Neelamangala - Somanahally D/C	400	50
<b>EASTERN REGION</b>				
POWERGRID/ JV with Tata Power		<b>Trans. System associated with Tala HEP(6x170 MW)</b>		
	1	Tala (from Indian Border)-Siliguri 2X D/C	400	210
	2	Siliguri-Pumaa D/C (quad)	400	160
	3	Pumaa-Muzzaffarpur D/C (quad)	400	255
	4	LILOs at Siliguri & Pumaa	400	68
	5	Muzfpr PG-BSEB 220 kV D/C line	220	20
	6	Mzfpr (2x315), Lko (1x315) & Gkh (1x315) S/ss	400/220	4x315
	7	Augmentation of Pumaa by 315 MVA transf.	400/220	1x315
	8	Muzaffarpur S/S with line reactor 2x63 MVAR	400	128MVAR

## Annexure 6.6

Page 9 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
POWERGRID		<b>ER- Supplementary Strengthening for Tala HEP</b>		
	1	Biharsariff-Muzaffarpur D/C	400	140
	2	LLO of Farraka - Jeerat 400 kv S/C at Subhasgram	400	70
	3	Subhasgram S/S	400/220	2x315
POWERGRID		<b>Eastern Region Strengthening-Gazuwaka Second 500 MW HVDC scheme</b>		
	1	Series Compensation on Rengali-Indrawati 400kV S/C line	400	SC-40%
	2	Series Compensation on Meramundali-Jeypore- 400kV S/C line	400	SC-40%
POWERGRID		<b>ER Portion of Talcher STPP Stage-II ATS</b>		
	1	Talcher 400/220kv station with Converter Station	400/220	500
DVC		<b>Mezla Unit 4 (210)</b>		
	1	Mezla-Gola D/C	220	150
DVC		<b>Mezla Unit 5 (250)</b>		
	1	Mezla-Durgapur(DVC), D/C	220	60
DVC		<b>Chandrapura U7-8 (2x250)</b>		
	1	LLO of Chandrapur-Kalyaneswari S/C at Amjore	220	15
	2	Amjore-Gridih D/C	220	60
	3	Giridih-Kodama D/C	220	100
POWERGRID		<b>TeestaStg.-III HEP (132)</b>		
	1	TeestaStg.-III HEP-New Jalpaiguri S/C (twin Moose)	220	50
POWERGRID		<b>Teesta St. IV HEP (168)</b>		
	1	Teesta LD IV - New Jalpaiguri D/C	220	35
POWERGRID		<b>Teesta St. V HEP (3x170)</b>		
	1	Teesta St.V HEP-Siliguri D/C	400	120
<b><u>NORTH EASTERN REGION</u></b>				
POWERGRID		<b>Kopli II ( 1x25 MW)</b>		
	1	Existing system adequate	-	-
POWERGRID		<b>Tripura GBPS (280 MW)</b>		
	1	Tripura GBPS - Badarpur/Silchar D/C	220	250
		( Twin moose conductor)		
	2	Badarpur/Silchar - Kopili (new) - D/C	220	150
		( Twin moose conductor)		
	3	LLO of two ckt. of Kopili - Misa at Kopili (new)S/S -2x D/C	220	20
POWERGRID		<b>Tripura GBPS - Agartala - D/C</b>		
	4	Tripura GBPS - Agartala - D/C	132	70
	5	Kopili (new) Sw/Stn.	220/132	-
	6	Badarpur S/S	220/133	200

**Annexure 6.6**  
**Page 10 of 24**

Executing Agency	S. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (KV)	RL (km)/ MVA
POWERGRID		<b>Tuirial HEP (2x30 MW)</b>		
	1	Tuirial - Aizawl S/C	132	50
	2	Lilo of Jiribam - Aizawl at Tuirial HEP	132	15
POWERGRID		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Ranganadi - Zero S/C	132	25
		Zero S/s	132/33	x5(1-phase)
	2	Reconductoring of Kopili - Khandong 132 kv S/c with AAAC conductor	132	15
	3	Augmentation of 220/132 kv ICT at Kopili HEP	220/132	100
	4	Provision of Reactor at Kathalguri GBPS	-	-
	5	Aizawl (PG) - Aizawl ( Mizoram) S/C stringing 2nd Ckt.	132	8.5
	6	Aug of Salakati S/S	220/132	50
<b>(C) STATE SECTOR</b>				
<b><u>NORTHERN REGION</u></b>				
<b><u>RRVNL</u></b>		<b>N.L.C. Barsingsar LigniteTPS)</b> <b>(2x125 MW)</b>		
	1	Barsingsar-Nagaur 2xS/C	220	100
	2	Barsingsar-Phalodi S/C	220	100
	3	Barsingsar-Bikaner S/C	220	30
<b><u>DELHI</u></b>		<b>Pragati CCGT(330 MW)</b>		
	1	Reconductoring of IP-Patparganj D/C by AAAC	220	
<b><u>HARYANA</u></b>		<b>Tau Devi Lal TPS-IV(2x250)</b>		
	1	Panipat-Jind D/C	220	50
	2	Panipat-Saffidon D/C	220	30
	3	Saffidon-Jind D/C	220	30
<b><u>H.P.</u></b>		<b>Larji HEP (125 MW)</b>		
	1	Larji - Kangoo D/C	132	63
	2	LILO of one ckt. of Gagai- Sarabhai D/C line at Larji - D/C	132	1
	3	Gagai-Larji section of Gagai - Sarabhai D/C	132	63
		<b>Kashang-I HEP (66 MW)</b>		
	1	LILO of 220 KV Bhabha-KuniharS/C at Kashang	220	25
<b><u>J.K.</u></b>		<b>Bagliar HEP (450 MW)</b>		
	1	Kishenpur-Bagliar D/C	400	70
	2	LILO of one ckt. Of Wagoora-Kishenpura D/C at Bagliar	400	3
<b><u>PUNJAB</u></b>		<b>GHTP-II (2x250)</b>		
	1	Reconductoring of GHTP-Kotkapura D/C with AAAC	220	25
		<b>Shehpur Kandi HEP (166 MW)</b>		
	1	RSD-shahpurkandi ph-1 D/C	220	17
	2	Shahpurkandi ph I -Sama D/C	220	17

**Annexure 6.6**  
**Page 11 of 24**

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
<b>RAJASTHAN</b>		<b>Ramgarh CCGT-II (70 MW)</b>		
	1	Ramgarh-Jaiselmer S/C	220	70
	2	Jaiselmer-Tinwari S/C	220	230
	3	Ramgarh S/S	220/132	100
	4	Jaiselmer S/S	220/132	100
		<b>Mathania CCPP(140 MW)(2004-5)</b>		
	1	LILO of Jodhpur-Tinwari at Mathania-D/C	132	5
	2	Mathania-Jodhpur S/C	132	70
		<b>Kota TPS-VI (195 MW)</b>		
	1	KTPS-Kankroli D/C(initially charged at 220 kV)	400	105
	2	LILO Chitor-Debari at Kankroli(400)-D/C	220	35
	3	LILO Bhilwara-Kankroli at Kankroli(400)-D/C	220	1
	4	Kankroli(400)-Kankroli(220)-S/C	220	11
	5	Kankroli S/S	400/220	630
		<b>Suratgarh TPS -III (1x250)</b>		
	1	Suratgarh-Bikaner S/C on D/c	220	150
	2	Ratangarh-Khetri D/C via Jhunjhnu	220	125
<b>U.P.</b>		<b>Parichha Extn.(1x210 MW)</b>		
		Parichha- Mainpuri D/C	220	90
		<b>Anpara 'C' (1x500 MW)</b>		
	1	Charging of Anpara- Unnao S/C line at 765 kV	800	
	2	Anpara S/S	765/400	2x630
	3	Unnao S/S	765/400	3x630
<b>UTTARANCHAL</b>		<b>Maneri Bhal HEP-II (304MW)</b>		
	1	Maneri II-Rishikesh S/C	220	70
	2	LILO of Maneri I-Rishikesh at Maneri II D/C	220	5
	3	LILO of Maneri I - Chamba line at Maneri-II, D/C	220	15
<b>Private Sector</b>				
<b>PUNJAB</b>		<b>Goindwal Sahib(2x250MW)</b>		
	1	Goindwal-Tathasahib D/C	220	60
		Goindwal-Tamtaran D/C	220	25
		LILO Jamsheer-Verpal D/C at Goindwalsahib-2xD/C	220	10
		Goindwal S/S	220/132	100
<b>H.P.</b>		<b>BASPA HEP (3x100 MW)</b>		
	1	Baspa II - Nathpa Jakhri (2xS/C)	400	55
	2	Terminal equipment for 400 kv bays (2 no)	400	0
		<b>DHAMWARI SUNDA HEP (70 MW)</b>		
	1	Dhamwari Sunda - Maliana 2xS/C+D/C	132	180
<b>UTTARANCHAL</b>		<b>Vishnu Prayag (400 MW) HEP</b>		
	1	Vishnu Prayag-Muzaffarnagar D/C	400	225
	2	LILO of Rishikesh-Moradabad S/C at Kashipur-D/C	400	20
	3	Kashipur S/S	400/220	315

## Annexure 6.6

Page 12 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
UTTARANCHAL		<b>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of UTTARANCHAL</b>		
		<b>400 kV line</b>		
	1	LILo Rishikash - Moradabad S/C at Kashipur-2xs/c	400	2x30
	2	LILo Dhauliganga - Bareilly (initially at 220 kV) at Pithoragarh, D/C	400	20
	3	LILo of VishnuPryag-Muzzafamagar, one ckt, at Kuwaripass	400	5
		<b>220 kV line</b>		
	1	LILo of Khodri-Rishikash at Dehradun 2xS/C	220	2x0.5
	2	LILo of Rishikash-Muzaffamagar at Roorkee 2xS/C	220	2x0.5
	3	Roorkee - Roorkee (Railway S/S) S/Con D/C tower	220	3.1
	4	Almora-Kashipur S/C on D/C	220	40
	5	LILo of Rishikash-Roorkee at Haridwar (SIDCUL)	220	0.5
	6	LILo of Tanakpur-Bareilly at Sitarganj-D/C (taken up by PGCIL)	220	2x15
	7	LILo of Khodri-Saharanpur D/C at Harbortpur- 2x D/C	220	4x5
	8	LILo of Haldwani-C.B.Ganj at Sitarganj-D/C	220	2x25
	9	Rishikash-Maneri Stage-II-S/C	220	75
	10	Haldwani-Almora S/C line	220	70
	11	Kashipur-Berhani D/C	220	26
	12	Berhani-Pantnagar S/C on D/c	220	35
	13	Berhani-Haldwani S/C on D/c	220	27.5
		<b>132 kV line</b>		
	1	Almora-Pithoragarh S/C	132	80
	2	Kalagarh-Kotdwar S/C	132	80
	3	Khodri-Kulhal S/C	132	20
	4	Khatima-Sitarganj-Kichha S/C	132	60
	5	Almora-Ranikhet S/C	132	35
	6	LILo of Roorkee-Saharanpur at Jhabrera-D/C	132	2x4
	7	LILo of Majra-Kulhal 1st ckt. At Harbortpur-D/C	132	2x5
	8	LILo of Dhalipur-Purkal at Harbortpur-D/C	132	2x8
	9	LILo of Majra-Kulhal-II at Harbortpur-D/C	132	2x15
	10	LILo of Majra-Rishikash at Jollygrant-D/C	132	2x3
	11	LILo of Jwalapur-Rishikash at Bhupatwala-D/C	132	2x3
	12	Srinagar-Satpuli-Kotdwar S/C on D/C	132	55
		<b>220 kV &amp; 132 kV Power evacuating lines</b>		
	1	Ghansali-Augustmuni S/C on D/C	220	65
	2	Ghansali-chamba S/C on D/C	220	60
	3	Bhatwari-Uttarkashi S/C	220	15
	4	Madkot-Pithoragarh S/C	132	100
	5	Sankari-Naungaon S/C	132	40
	6	Naungaon-Khodri (220 kV) S/C	132	110
	7	Melkhet-Simli S/C	132	50
	8	Simli-Joshimath S/c	132	50
	9	Simli-Srinagar D/C	132	90
		<b>400 kV S/Stns.</b>		
	1	Kashipur S/S	400/220	315
	2	Kashipur S/S	220/132	2x160
		<b>220 kV S/Stns.</b>		
	1	Dehradun S/S	220/132	2x100
	2	Roorkee S/S	220/132	2x100
	3	Almora S/S	220/132	4x33.3
	4	Sitarganj S/S (taken up by PGCIL)	220/132	100
			132/33	40



Annexure 6.6  
Page 13 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
	5	Harbertpur S/S	220/132	2x100
	6	Hardwar S/S (SIDCUL)	132/33	2x140
	7	Pantnagar S/S (SIDCUL)	220/132	2x100
		<b>132 kV S/Stns</b>	220/132	2x160
	1	Pithoragarh S/S	132/33	20
	2	Ranikhet S/S	132/33	20
	3	Jhabrera S/S	132/33	2x20
	4	Jollygrant S/S	132/33	20
	5	Bhupatwala(Hardwar)	132/33	2x20
	6	Satpuli(Pauri) S/S	132/33	20
		<b>220 kV S/S(Aug.)</b>		
	1	Rishikesh S/s	220/132	2x160 in place of 100
			132/33	40 in place of 20
	2	Chamba S/S	220/33	40
	3	Haldwani S/S	220/132	2nd 100
			132/33	2nd 20
	4	Maneri Bhali 1st HEP	220/33	2nd 25
		<b>132 kV S/S (Aug)</b>		
	1	Majra(Dehradun) S/S	132/33	3rd 40
	2	Bindal(Dehradun) S/S	132/33	2nd 40
	3	Srinagar S/S	132/33	2x40 in place of 2x15
	4	Jwalapur S/S	132/33	2nd 40 in place of 20
	5	Foorkee S/S	132/33	3rd 40
	6	Kichha S/S	132/33	2nd 40 in place of 20
	7	Bajpur S/S	132/33	2nd 40 in place of 20
	8	Bhowali S/S	132/33	2nd 15
<b>HPSEB</b>		<b><u>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of HIMACHAL</u></b>		
		<b>400 KV Line</b>		
	1	Nalagarh-Kunihar S/C	400	33
		<b>400 KV S/S</b>		
<b>UTTAR PRADESH</b>	2	Kunihar S/S	400/220	630
		<b>220 kV S/S</b>		
	3	Baddi S/S	220/66	200
		<b><u>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of UTTAR PRADESH</u></b>		
		<b>400 kV line</b>		
	1	LILO 1 ckt. Of Dadri-Samaypur at G.Noida-D/C	400	3
	2	LILO 1 ckt. Of Rishikesh-Muradnagar at Muzaffarpur-D/C	400	19
		<b>400 kV Substations</b>		
	1	G. Noida S/S	400/220	630

## Annexure 6.6

Page 14 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
<b>PUNJAB</b>		<b>220 kV line</b>		
	1	G.Noida-Noida D/C	220	12
	2	Tanda-Sohawal S/C	220	100
	3	Bastli-Gonda S/C	220	60
	4	LILO Unchahar-Sarojininaga at Raibareilly-D/C	220	10
	5	Hardoi-Chhibramau S/C	220	60
	6	LILO at Agra cantt-D/C	220	12
	7	Agra(400)-Agra(G.Road) D/C	220	55
	8	Meerut-Loni D/C	220	55
		<b>220 kV Substations</b>		
	1	Ghazipur S/S(aug)	220/132	2nd 100
	2	Sohawal S/S	220/132	100
	3	Raebareilly S/S	220/132	2x100
	4	Chhibramau S/S	220/132	100
	5	Agra fort S/S	220/33	3x100
	6	Agra(G.Road) S/S	220/33	3x100
	7	Agra(400)S/S (aug)	220/132	2x60
	8	Loni S/S	220/132	100
	9	Sahibabad S/S (aug)	220/132	60
	10	Muradnagar S/S(aug)	220/132	60
		<b>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of PUNJAB</b>		
		<b>220 kV LINES</b>		
	1	Jamsher-Nakodar 2nd ckt strg	220	15
	2	LILO of Rajpura-Ablawal 2nd ckt at Bahadurgarh-D/C	220	2
	3	Humbran-Ladhuwal S/C on D/C	220	5
	4	LILD of Goindwal(GVK)-Tarntaran S/C at Goindwal(PSEB)-D/c	220	2
	5	Dasuya-Hoshiyarpur S/C on D/C	220	40
	6	LILO GGSSTP-Jamsher S/C at Phagwara-D/C	220	14
	7	Patiala(400)-Nabha S/C on D/C	220	26
	8	LILO GGSSTP-Laitonkalan 2nd ckt at Kohara-D/C	220	10
	9	Gaunsgarh-Ludhiana(400) S/C on D/c	220	18
	10	Humbran-ladowal-Gaunsgarh-Ludhiana(400)2nd ckt strg	220	43
	11	LILO Rajpura-Dserabassi S/c at Lartu-D/C	220	7
	12	Kohara-Ludhiana(400) D/C	220	10
	13	LILO Patiala-Patran D/C at Patiala(400)-2xD/C	220	10
	14	Patran-Sunam 2nd ckt strg	220	30
		<b>220 kV Substations</b>		
	1	Landran S/S		
	2	Nakodar S/S (aug)	220/66	100
	3	Ladhuwal S/S	220/66	100
	4	Bahadurgarh S/S(aug)	220/66	100
	5	Goraya S/S (aug)	220/66	100
	6	Gaunsgarh S/S	220/66	100
	7	Hoshiarpur S/S	220/66	100
	8	Phagwara S/S	220/66	100
	9	Nabha S/S	220/66	100
	10	Kottisuratmail S/S(aug)	220/66	100
	11	Lartu S/S	220/66	100
	12	Ladhowal S/S(aug)	220/66	100
	13	Gaunsgarh S/S (aug)	220/66	100
<b>RAJASTHAN</b>		<b>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of RAJASTHAN</b>		
		<b>400 kV LINES</b>		
	1	Jaipur-Merta-Jodhpur S/C	400	300
	2	Jaipur-Bhinmal via Merta S/C	400	460
		<b>400 kV Substations</b>		
	1	Jodhpur S/S	400/220	630
	2	Merta S/S	400/220	315

Annexure 6.6  
Page 15 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/MVA
		<b>220 kV LINES</b>		
	1	LILO of Jodhpur-Bilara at 400 kV JodhpurS/S	220	20
	2	LILO of Jodhpur-Bhiwara at 400 kV JodhpurS/S	220	20
	3	LILO of Jodhpur-Balotra at 400 kV JodhpurS/S	220	20
	4	Jodhpur (400)-Tinwari S/C	220	60
	5	Merta-Bhopoalgarh S/C	220	60
	6	Bassi-Kukas D/C	220	30
	7	Bassi-Phulera S/C	220	65
	8	Jaipur-Sanganer S/C	220	5
	9	LILO 1 ckt. Alwar-Bhiwadi(at Bhiwadi(400)-D/C	220	9
	10	Bhiwadi(400)-Kotputli S/C	220	100
	11	Ratangarh-Sujangarh S/C	220	50
	12	LILO 1 ckt of Sirohi-Balotra at Jalore-D/C	220	10
	13	Bali-Jalore S/C	220	75
	14	Khetri-Neem Ka Thana S/C	220	60
	15	Kotputli-Neem ka thana S/C	220	40
	16	Bharatpur-Dholput S/c on D/C	220	144
		<b>220 kV Substations</b>		
	1	Bhopalgarh S/S	220/132	100
	2	Sujangarh S/S	220/132	100
	3	Jalore S/S	220/132	100
	4	Neem ka thana S/S	220/132	100
	5	Dholpur S/S	220/132	100
<b>HARYANA</b>		<b>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of HARYANA</b>		
		<b>ON GOING SCHEMES (LINES)</b>		
	1	Palli-Badshahpur D/C	220	23
	2	Hissar(400)-Fatehabad D/C	220	63
	3	LILO Narwana - Sirsa S/C at Fatehabad-D/C	220	10
	4	Dadri-Mohindergarh S/C	220	41
	5	LILO Dadri - Narnaul S/C at Mohindergarh-D/C	220	4
	6	LILO Panchkula - ShahbadD/C at Tepla-2xD/C	220	13
	7	Abdullapur-Tepla D/C	220	30
	8	Fatehabad-Rania S/C on D/C	220	66
	9	Kaithal-Cheeka S/C on D/C	220	40
	10	PTPP-Rohtak 2nd ckt. Strg.	220	63
	11	PTPP-Sonepat 2nd ckt. Strg.	220	50
	12	Badshahpur-Manesar S/C on D/C	220	12
		<b>NEW SCHEMES(LINES)</b>		
	1	LILO PTPP- Narwanal D/C at Saffidon-2xD/C	220	8
	2	Bhiwadi-Rewari D/C	220	25
	4	Narnaul-Rewari S/C	220	45
	3	Palli-Chakrapur D/C	220	21
	4	LILO of Kaithal-Cheeka at Kaithal(400)-2xD/C	220	40
	5	Kaithal-Kaul S/C on D/C	220	70
	7	IOC-Gharonda S/C on D/C	220	25
	8	LILO PTPP-Nissing D/C at IOC 2xD/C	220	12
	9	IOC-Nissing S/C	220	6
	10	IOC-Saffidon D/C	220	30
	11	Saffidon-Jind D/C	220	54
		<b>SUBSTATIONS(NEW)</b>		
	1	Palli switching stn.	220	
	2	SaffidonS/S	220/132	200
	3	Palli S/S	220/66	200

## Annexure 6.6

Page 16 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
DTL	4	Chakkarpur S/S	220/66	200
	5	Kaul S/S	220/132	200
	6	Gharonda S/S	220/132	
	7	IOC switching stn.	220	
	9	Ratia S/S	220/132	100
		<b>AUGMENTATIONS</b>		
	1	Rohlak 2nd trf.	220/132	100
	2	Sonepat 3rd trf.	220/132	100
	3	Bhiwani 3rd trf.	220/132	100
	4	Panchkula 2nd trf.	220/66	100
	5	Rewari 3rd trf.	220/132	100
	6	Shahbad 3rd trf.	220/132	100
	7	Nissing 3rd trf.	220/132	100
		<b>TENTH PLAN TRANSMISSION PROPOSALS of DELHI</b>		
		<b>400 KV Line</b>		
	1	Bamnauli - Balabgarh D/C	400	104
		<b>NEW</b>		
	1	LILO Dadri - Ballabgarh at Maha Rani Bagh	400	100
	2	LILO Dadri - Bawana-Bamnauli at Mundka	400	2
		<b>400 KV S/S</b>		
	1	Bamnauli (Aug)	400/220	315
	2	Mundka	400/220	630
	3	Maha Rani Bagh	400/220	630
	4	Bawana(Aug)	400/220	315
	5	Bamnauli(Aug)	400/220	630
		<b>220 kV line (on going)</b>		
	1	Bawana - Rohini D/C	220	10
	2	LILO N/Garh - Narela at Bawana 2xD/C	220	3.6
	3	Mehrauli - Vasanti Kunj D/C	220	6.6
	4	Bamnauli - Naraina D/C	220	17
	5	Bamnauli -R. Valley D/C	220	18
	6	Park Street - Naraina D/C	220	16.4
	7	3rd ckt Murad Nagar- Patparganj	220	30
	8	Samaypur - Mehrauli D/C	220	25
	9	Bamnauli - Papankala-I 2 nd ckt.	220	8.4
	10	LILO Mandaula - PPG at SOW D/C	220	2.8
	11	LILO Bawana - N.Garh at Khanjwala D/C	220	9
	12	S.O.W - Kashmere Gate D/C	220	4
	13	Gazipur - Noida D/C	220	8
	14	Papankalan-I - Papankalan-II O/C	220	8.2
	15	LILO IP Badarpur at Sarita Vihar 2xD/C	220	4
		<b>220 kV line (New)</b>		
	1	LILO N.Garh - Bawana at DSIDC D/C	220	1
	2	Bamnauli - P.Kalan II D/C	220	9
	3	LILO IP-Badarpur at M.Bag 2xD/C	220	2
	4	Okhla - Sirifort D/C	220	6
	5	Naraina - R. Vally D/C	220	3
	6	Pitampura III - Sultanpuri D/C	220	8
	7	Bamnauli -Jhatikara Mod D/C	220	6
	8	Mundka - Sultanpuri D/C	220	5
	9	LILO Bamnauli -P.Kalan at P.Kalan III D/C	220	1
	10	LILO Mehrauli - Badarpur at Maidan Garhi D/C	220	2
	11	LILO SOW - PPG at Geeta Colony 2xD/C	220	2
	12	LILO Bawana - Narela at Bawana DSIDC I D/C	220	7

Annexure 6.6  
Page 17 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
	13	Bawana - DSIDC - I D/C	220	5
	14	NDSE II- Bawana D/C	220	5
	15	NDSE III- Bawana D/C	220	5
	16	NDSE III - Bawana - DSIDC II	220	20
	17	Shalimar Bagh - Pitampura III	220	6
		<b>220 kV Substation (on going)</b>		
	1	Kashmiri Gate	220/66	100
	2	S.O.Wazirabad(aug.)	220/66	100 3rd
	3	Naraina	220/66	100
	4	Gazipur	220/66	100
	5	Papankalan-I	220/66	100
	6	Khanjehawalan	220/66	100
	7	Siri Fort	220/66	200
	8	Dhaura Kuan / Ridge vally	220/66	400
	9	IP Station( aug)-3rd trf.	220/66	100
	10	Geeta Colony	220/66	200
		<b>220 kV Substation ( New)</b>		
	1	Subzi Mandi	220/66	100
	2	Papankalan - II	220/66	200
	3	Sultanpuri (Jalebi Chowk)	220/66	200
	4	Pitampura -III	220/66	200
	5	Jhatikra Mod	220/66	200
	6	Shalimar Bagh(aug) 3rd trf.	220/66	100
	7	Papankalan - III	220/66	200
	8	Maidan Ghari	220/66	200
	9	Bawana DSIDC I	220/66	400
	10	Bawana DSIDC II	220/66	400
	11	Narela Dev Scheme I	220/66	200
	12	Narela Dev Scheme II	220/66	200
	13	Narela Dev Scheme III	220/66	200
	14	P.P Ganj		
	15	Mehrauli		
<b>WESTERN REGION</b>				
<b>Joint venture</b>		<b>Narmada Sagar HEP 8x125 MW</b>		
	1	Narmada Sagar- Indore D/C	400	80
	2	LILO of Satpura - Indore S/C at N. Sagar D/C	400	15
		<b>Omkareshwer HEP (8x65 MW)</b>		
	1	Omkareshwer - Sanawad D/C	220	46
	2	LILO of both ckt of Burwaha-Khandwa at Omkareshwar, 2xD/C	220	96
<b>Gujarat</b>		<b>KLTPS (Panan) Extn. 3x75 MW</b>		
	1	No additional transmission required		
		<b>Akrimota TPS ( 2x125 MW )</b>		
	1	Akrimota-Nakhatrana 2xS/C	220	95
	2	Akrimota-Panandro S/C	220	30
	3	Nanikhakar- Chitrod -Morbi D/C	220	200

## Annexure 6.6

Page 18 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
Maharashtra		<b>Dhuvaran CCPP ( 1X70+1x40 MW )</b>		
	1	LILO of Dhuvaran-Limbdi D/C line at Dhuvaran CCPP 2XD/C	132	1
	2	Reconductoring of existing 132 kV lines from Dhuvaran TPS to Vatwa (D/C), Gondal (D/C), Karamsad(S/C), Limbdi (D/C) by Zebra conductor under R&M scheme		
		<b>Jamnagar TPS (2x250 MW)</b>		
	1	Jamnagar TPS-Kalawad D/C	220	30
	2	Jamnagar TPS-Rajkot D/C	220	60
	3	Jamnagar TPS-Motipaneli D/C	220	70
		<b>Sardar Sarovar HEP ( 6x200+5x50 MW ) (Guj. Portion)</b>	400	
	1	S. Sarovar-Limbdi S/C	400	250
	2	S. Sarovar-Asoj-Limbdi S/C	400	330
	3	Limbdi-Jetpur S/C	400	160
	4	Limbdi S/S	400/220	500
		<b>Parli TPP Ext.St.-I ( 1x250 MW )</b>		
	1	Parli TPS-Parli D/C	400	10
	2	Karad S/S (Aug.)	400/220	315
	3	Lonikand S/S (Aug.)	400/220	315
		<b>Sardar Sarovar HEP ( 6x200+5x50 MW ) (Mah. Portion)</b>		
	1	S. Sarovar-Dhule-Bableshwar D/C	400	346
	2	Dhule-Chalisgaon Strng. of 2nd ckt	220	60
	3	LILO of one ckt of Dhule-Chalisgaon at Malegaon D/C	220	41
	4	Dhule-Amalner D/C	132	45
	5	Dhule S/S	400/220	315
	6	Dhule S/S	400/132	200
	7	Dhule S/S	220/132	200
		<b>Ghatghar PSS ( 2x125 MW )</b>		
	1	Ghatghar-Bableshwar D/C	220	90
	2	LILO of one ckt of Nasik-Kalwa D/C line at Ghatghar	220	25
		<b>Dabhol CCGT St-II 1444 MW</b>		
	1	Dabhol-Nagothane S/C 2nd ckt	400	135
	2	Dabhol-Koyna (New) S/C 2nd ckt	400	50
	3	Nagothane-VadknaI M/C line 2 ckts	220	50
	4	Koyna (New) S/S (Aug.)	400/220	315
	5	Nagothane S/S (Aug.)	400/220	315
Madhya Pradesh		<b>Sardar Sarovar HEP ( 5x50+6x200 MW ) ( MP portion )</b>		
	1	Sardar Sarovar-Nagda D/C (MP portion)	400	204
	2	Nagda-Indore D/C	400	165

Annexure 6.6  
Page 19 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	Capacity (MW)
		<b>Bina (TPS) M/S BPSCL ( 2x289 MW )</b>		
	1	Bina TPS-Bina 2xS/C	400	15
	2	Bina-Nagda D/C	400	355
		<b>Marikheda ( 2x20 MW ) (2003-04)</b>		
	1	Marikheda-Shivpur D/C	132	10
		<b>Birsinghpur TPS Ext. 500MW</b>		
	1	Birsinghpur-Katni-Damoh D/C line (Presently operated at 220 kV) to be operated at 400 kV	400	
	2	LILO of both ckt of Korba STPS-Katni at Birsinghpur 2xD/C	400	15
	3	Damoh-Bina D/C line	400	250
	4	Extra works for BSTPS-Katni line at Katni	400	40
	5	Extra works for Katni-Damoh line at Damoh	400	20
	6	Katni-Narsinghpur D/C line	220	150
	7	LILO of 2nd ckt of Jabalpur-Itarsi D/C line at Narsinghpur	220	25
	8	Interconnector at Damoh D/C	220	20
		<b>Maheshwar HEP( 10x40 MW )</b>		
	1	Maheshwar-Pithampur D/C	220	60
	2	Maheshwar-Rajgarh D/C	220	45
	3	Maheshwar-Julwania D/C	220	30
		<b>Bansagar St.-II 30 MW</b>	132	
		<b>Bansagar St.-III 20 MW</b>	132	
		<b>Bansagar St.-IV 20 MW</b>	132	
	1	LILO of one ckt of Bansagar-II-Bansagar-III D/C line at Bansagar-IV		
<b>Chhattisgarh</b>		<b>Korba (East Ext.) ( 2x210 MW )</b>	400	
<b>SOUTHERN REGION</b>				
<b>AP</b>		<b>Simhadri (2x500) &amp; Vishakhapatnam (2x520)</b>		
	1	Vizag TPS - Vizag KV S/S, 2xD/C	400	50
	2	Vizag S/S (A.P.)- Gazuwaka S/S (PG), D/C	400	20
	3	Vizag S/S (A.P.)- Vemagiri S/S, D/C	400	208
	4	Vemagiri S/S - Vijaywada S/S (PG), D/C	400	180
	5	Vizag S/S (A.P.)- Khamam S/S (PG), D/C	400	390
	6	Khamam S/S (PG)- Hyderabad S/S (A.P.), D/C	400	200
	7	Simhadri TPS- Vizag S/S (A.P.), 2xD/C	400	60
	8	Vizag S/S (A.P.)- Exim Park/D. Form, D/C	220	15
	9	Vizag S/S (A.P.)- Pendurthi S/S, D/C	220	20
	10	Vizag switching Stn. (A.P.)- Pendurthi - Garividi Stringing of 2nd ckt.	220	96
	11	Gazuwaka (A.P.)- Exim Park/ D. Form, S/C on D/C	220	8
	12	LILO of 220 kV Vizag Sw. Stn.- Bomimuru	220	5

**Annexure 6.6**  
**Page 20 of 24**

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/MVA
	13	D/C line at Vemagiri S/S (Rajamundry S/S)	220	5
	14	Jegurupadu (GBS)- Vemagiri (400/220 kV), D/C	220	50
	15	Vizag (A.P.)	400/220	630
	16	Vemagiri (A.P.)	400/220	630
	17	Additional TRF (2nd) at Gazuwaka (PG)	400/220	315
		Exim Park/Dairy Farm	220/132	200
	18	Additional TRF (2nd) at Pendurthi 220 kV S/S	220/132	100
AP		<b>Ramagundam TPP (BPL) 520 MW</b>		
	1	Ramagundam (BPL)-Ditchpally, D/C	400	150
	2	Ramagundam (BPL)- Gajwel S/S, S/C	400	170
	3	Ramagundam (BPL) 400/220kV S/S	400/220	315
	4	Ramagundam (BPL)-Malayalapally, D/C	220	5
AP		<b>Srisailem LBPH 6X150 MW</b>		
		Evacuation system is already completed		
AP		<b>Jurala Priya HEP 235 MW</b>		
	1	LILO of Wanaparthy - Kumool 220kV line at Jurala	220	20
	2	220kV S/S at Jurala, 2x100 MVA	220/132	200
AP		<b>Rayaseema St.-II 2x210 MW</b>		
	1	Muddanur - Kadiri, D/C	220	82
	2	Kadiri - Hindupur, D/C	220	60
	3	Kadiri S/S	220/132	100
AP		<b>Vemagiri-I 370 MW</b>		
	1	Vemagiri ccpp-Vemagiri S/S D/C	400	30
AP		<b>Gautami + MCC 464 MW</b>		
	1	Gautami-Vemagiri S/S D/C	400	100
AP		<b>Konnaseema CCGT (445 MW)</b>		
	1	Konnaseema - Vemagiri, D/C	400	58
AP		<b>Jegurupadu CCGT-II Stage (230 MW)</b>		
	1	Jegurupadu - Vemagiri, D/C	400	16
Karnataka		<b>Raichur TPS U-7 (210 MW)</b>		
	1	Raichur TPS - load centers, 3xS/C	220	100
Karnataka		<b>Kaniminke CCGT 108 MW</b>		
	1	LILO of Peenya-Sommanhalli, D/C	220	5
Karnataka		<b>Hassan CCPP (189 MW)</b>		
	1	LILO of Bangalore-Mysore at Bidadi	220	10



Annexure 6.6  
Page 21 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
Karnataka		<b>Bellary TPS 500 MW</b>		
		1 LILO of Raichur-Devangiri at Vijayanagar, D/C	400	50
		2 Vijayanagar - Davangiri, S/C	400	130
Karnataka		<b>Alamati Dam 290 MW</b>		
		1 LILO of BBWadi-Bagalot at AlamatiHEP, 2xD/C	220	50
Kerala		<b>Kuttiyadi Ext(100 MW)</b>		
		1 Evacuation at lower voltage level		
TN		<b>Pykara HEP Ultimate (180 MW)</b>		
		1 Pykara-Arasur, D/C	220	80
TN		<b>Neyveli TPS - Zero Unit (250 MW)</b>		
		1 LILO of Neyveli TSII - Parambalur S/C line at Ney.Zero, D/C	230	4
		2 LILO of 230 Neyveli TS II- Athur S/C line at Ney. Zero, D/C	230	4
TN		<b>Kuttralam Gas 100 MW</b>		
		1 Evacuation at lower level		
TN		<b>Perugulam (94 MW)</b>		
		1 Evacuation at lower level		
TN		<b>Bhawani Kathalai 1&amp;2 (120 MW)</b>		
		1 Evacuation at lower level		
<b>EASTERN REGION</b>				
Jharkhand		<b>Jojobera Tps (120)</b>		
		Evacuation at Lower voltage		
Jharkhand		<b>Tenughat Ext.(3X210)</b>		
	1	Tanughat-Ranchi D/C	400	100
	2	Ranchi-Chandil D/C	220	125
	3	Chandil-Jamshedpur D/C	220	15
	4	Garwah Road-Dahri D/C	220	140
	5	Garwah Road, Jamshedpur S/S's	220/132	400
Bihar		<b>Bihta TPS (135)</b>		
	1	LILO of Arrh- Patna S/C at Bihta	220	10
Orissa		<b>Balimela Ext.(2X75)</b>		
	1	Balimela-Jaypore D/C	220	100
W.B.		<b>Purulia PSS 4X225)</b>		
	1	Purulia-Bidhannagar D/C	400	160
	2	Purulia-Arambag D/C	400	160

## Annexure 6.6

Page 22 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
W.B.		<b>Bakreshwer TPS U4-5 (2X210)</b> Existing 400,220 kv systems are Adequate		
W.B.		<b>Sagardighi I (500)</b>		
	1	Sagardighi-Kahalgaoon, S/C	400	200
	2	LILO of Farrakka-Jeerat- Subhashgram S/C at Sagardighi	400	40
<b><u>NORTH EASTERN REGION</u></b>				
Arunachal Pradesh		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Along - Roing via Passighat S/C	132	75
		Passighat S/S	132/33	2x5
		Roing S/S	132/33	2x5
	2	Kathalguri - Deomali S/C	220	18
		Deomali S/S	220/132/33	4x33.3 2x16
	3	Zero to Along via Daporijo S/C	132	169
		Daporijo S/S	132/33	2x5
		Along S/S	132/33	4x5
	4	Itanagar - Seppa	132	80
	5	Zero - Daporijo	132	90
	6	Daporijo - Along	132	75
	7	Deomali - Miao	132	172
	8	Miao - Tezu	132	75
	9	Tenga - Lahao (Jang)	132	99
	10	Seppa S/S	132/33	2x5
	11	Tezu S/S	132/33	4x5(l-ph)
	12	Miao S/S	132/33	2x5
	13	Itanagar S/S	132/33	4x5(l-ph)
	14	Lahao (Jang)	132/33	2x5
	15	Deomali to Namsai via Khonsa and Changlang S/C	132	172
	16	Khonsa S/s	132/33	1x10
	17	Changlang S/s	132/33	1x10
	18	Namsai S/s	132/33	1x10
Assam		<b>Karbi Longpi HEP (2x50 MW)</b>		
	1	Longpi - Guwahati D/C	220	
		<b>Lakwa WH (1x38 MW)</b>		
	1	Existing system adequate	132	
		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Kathalguri - Tinsukhia	220	30
	2	Lanka - Halfong	132	75
	3	Halfong - Badarpur	132	111
	4	Renovation of BTPS-Agia-Sarusajai 220 kv D/C line (reconductoring)	220	196
	5	Balipara S/s	220/132	1x50
		Lilo of Deopata - Gohpur 132 kv S/c line at Balipara	132	12
	6	Balipara (PGCIL)- Balipara ( Chariduar) 132 kv S/C	132	17
		Balipara(Chariduar) S/s	132/33	2x16
	7	Aug. of Sarusajai S/S(Replacement of existing).	220/132	2x100

Annexure 6.6  
Page 23 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	Power (MW)
Manipur	8	Aug. of Sarusajai S/s	220/132	1x100
	9	Umiat Stg.-IV - Sarusajai 132 kV (Assam portion)	132	9
		<b>Spill over works</b>		
	1	Lakwa - Dibrugarh S/C	132	67
	2	Nazira - Lakwa S/C ( stringing of 2nd Ckt.,	132	21
	3	Tinsukhia - Marghretta D/C	132	52
	4	Lanka - Diphu S/C	132	72
	5	Silapathar - Dhemaji S/C	132	46
	6	Agia - Boko S/C	132	71
	7	Jorhat Bokakhat S/C	132	77
	8	Khandong - Umrangso S/C	132	14
	9	Dhemaji - Dhakuakhana S/C	132	27
	10	Umiat Stg. IV - Sarusajai D/C	132	8
Meghalaya	11	Mariani - Mokokchung S/C	132	-
	12	Agia S/S	220/132	1x25
	13	Dhemaji S/S	132/33	1x16
		<b>Manipur DG ( 18 MW)</b>	132/66	1x16
	1	Evacuation at lower voltage	132/33	1x16
		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Lilo of Loktak - Jiribem 132 kV S/C line at Rengpong D/C	132	2.5
	2	Rengpong S/S	132/33	12.6
		<b>Myntdu Hep (2x42 MW)</b>		
	1	Myntdu - Khliehriat D/C	132	23
		<b>Byrnihat HFO ( 24 MW )</b>		
	1	Byrnihat - Umtru D/C	132	
		<b>Mendipathar HFO ( 24 MW)</b>		
	1	Lilo of Nagaibibra - Agia At Mendipathar D/C	132	4
		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Augmentation of Nehu S/S	132/33	1x20
		<b>Spill over works</b>		
	1	Nangaibibra - Agia S/C on D/C	132	110
	2	Nongstoin S/S	132/33	1x12.5
	3	EPiP S/S	132/33	1x20
		<b>New Proposals</b>		
	1	Badarpur/silchar - Shillong D/C	220	160
	2	Shillong ( new S/s) - Byrnihat D/C	220	50
	3	Shillong (new S/s) - Shillong (Existing S/s) D/C	132	5
	4	Khliehriat (Sw. Stn) - Khliehriat S/s - S/c ( Second Ckt.)	132	13
	5	LiLO of Agia- Nagaibibra S/c line at Mendipathar - D/C	132	5
	6	Shillong S/s	220/132	100
	7	Misa - Byrnihat 220 kV D/C	220	115
		Byrnihat (Tamulikuchi) S/S	220/132	1x100

## Annexure 6.6

Page 24 of 24

Executing Agency	Sl. No.	Project Name & Transmission Works	Voltage (kV)	RL(Km)/ MVA
Mizoram		<b>Bairabi HEP ( 2x40 MW)</b>		
	1	Bairabi - Kolasib S/C	132	35
		Bairabi - Aizawl D/C	132	100
		<b>Bairabi (Thermal) (4x5.73 MW)</b>		
	1	Bairabi TPS - Kolasib S/C	132	28
		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Saitual - Darlawn S/C	132	57
	2	Khawzawl - Ngopa S/C	132	57
	3	Khawzawl - E. Lungdar	132	48
	4	Tuirial - Kolasib S/C	132	42
	5	Kolasib S/S	132/33	1x6.3
		<b>New Proposals</b>		
	1	Bairabi - Zamuang S/C	132	20
	2	Lawngtlai - Tuipang S/C	132	40
	3	Aizawl - Kolasib S/C	132	55
	4	Aizawl -(Luangmual) (PGCIL) - Aizawl ( Central)	132	15
	5	Aizawl -(Zemabawk, Upper) - Aizawl ( Central)	132	25
	6	Lawngtlai - S. Bungtiang S/C	132	60
	7	Khazawai - Champei S/C	132	30
Nagaland	8	Aizawl ( Central S/S)	132/33	2x12.5
	9	West Phaileng S/S	132/33	2x6.3
Tripura	10	Luangmual S/S (Augmentation)	132/33	1x12.5
	11	Bairabi S/S	132/33	1x6.3
	12	Lawngtlai S/S	132/33	1x6.3
Nagaland		<b>System Strengthening schemes</b>		
	1	Augmentation and extension of Mokokchung S/S at Aolichin	132/66	2x12.5
Tripura		<b>Baramura GBPS ( 21 MW)</b>		
	1	Existing system adequate		
		<b>Rokhia Unit-VII ( 21 MW)</b>		
	1	Existing system adequate		
		<b>Spill over works</b>		
	1	Agartala - Kumarghat via Khowai and Kamaipur S/C	132	110
	2	Kumarghat - Kailashahar S/C	132	17

## Chapter 7

### XI PLAN PROGRAMME

#### 7.1 Introduction

In transmission system development in the country, the focus of XI Plan programme is formation of the National Power Grid. A strong all-India Grid would enable exploitation of unevenly distributed generation resources in the country to their optimum potential. The transmission capacity together with the margins provided for required redundancies as per planning criteria would provide a reliable transmission system. This would meet the firm transmission needs and, with open access in transmission, would facilitate increased real time trading in electricity, leading to market determined generation dispatches thereby resulting in supply at reduced prices to the distribution utilities and ultimately to the consumers. Development of National Grid has been necessitated by the large thermal generation potential in eastern part of the country, and equally large hydro generation potential in the northeastern part. It has also been spurred by the opportunity provided by open access, variation in hydrology / hydro potential and diversity of load across the country.

#### 7.2 Evolving the Perspective Transmission System for XI Plan

- 7.2.1 Identification of 11<sup>th</sup> Plan transmission expansion plan was done based on Power System Studies corresponding to the scenario at the end of 11<sup>th</sup> Plan. The implementation programme was subsequently worked out keeping in view identification of projects, schemes and transmission elements that should be implemented matching with programme of generation capacity addition and load growth on yearly basis up to 2011-12. Timely development of transmission network requires firming-up of the specific schemes and proposals, particularly in respect of inter-state transmission system, which need to be done at least 5 years ahead of the target date of completion. Meeting this requirement, most of the 11<sup>th</sup> Plan schemes have already been identified, discussed in the Regional Standing Committees on Transmission Planning, finalized, scheme formulated and process of investment approval initiated. Investment approvals for some of the schemes have already been obtained and have taken off into the construction stage. The **"PERSPECTIVE TRANSMISSION PLAN 2011-2012"** brought out by CEA, as
-

a prelude to planning of 10<sup>th</sup> and 11<sup>th</sup> Plan transmission system, has been the basis for identifying the alternatives for the detailed studies based on which the specific schemes were evolved, and re-evolved taking into account the changes in the generation programme from time to time and subsequently discussed and firmed up.

- 7.2.2 The above process was adopted to evolve the inter-state transmission system for the 11<sup>th</sup> Plan. Of the evolved system, most of the transmission system has been firmed up in consultation with the stakeholders through the process of discussions in the Regional Standing Committees on Transmission Planning. A few schemes are under final stages of firming-up.

### **7.3 Inter-Regional Transmission Capacity Programme**

It is planned and programmed to add inter-regional capacities of 23600 MW, at 220kV and above level, during the XI Plan period. This includes 11<sup>th</sup> Plan schemes as well as spill over of the 10<sup>th</sup> Plan schemes. With this, the total inter-regional transmission capacity of National Power Grid (200kV and above) would increase from 14100 MW at the end of X Plan to 37700 MW by end of XI Plan i.e. 2011-12. Details of inter-regional links planned for 11<sup>th</sup> Plan, are given in Chapter-4 of this document.

### **7.4 Transmission Schemes for Power Evacuation**

- 7.4.1 The transmission schemes for power evacuation and regional system strengthening corresponding to additional generation capacity of the following 11<sup>th</sup> Plan Central sector generation projects have already been identified and mostly firmed up:

Northern Region: Koldam HEP (800 MW), Parbati-II HEP (800 MW), Parbati-III HEP (520 MW), Chamara- III HEP (231 MW), Uri-II HEP (240 MW), Rampur HEP (412 MW), Tehri-II PSS HEP (1000 MW), Koteshwar HEP (400 MW), Lohari Nagpala HEP (600 MW), Tapovan Vishnugarh HEP (520 MW), RAPP U 5&6 APP (440 MW), Sewa-II (120 MW), Nimboo Bazgo (45 MW), Chutak (44 MW), Lakhwar Vyasi (420 MW), Kotlibhel st-IA (195 MW), Kotlibhel st-IB (320 MW), Karcham Wangtoo (1000 MW), Barsinghsar Extn. TPS (2x250 MW), Badarpur-II TPS (1000 MW), Jhajjar TPS (1500 MW) and Dadri-Ext (1000 MW).

---

**Western Region:** Sipat-II+I (1000 + 1980 MW), Kawas-II (725 + 575 MW) and Gandhar-II (725 + 575 MW), Bhilai JV TPS (2x250 MW) and Korba-III (500 MW).

**Southern Region:** Kudankulam U1&2 (2000 MW), PFBR (500 MW), Kaiga U3&4 (220 + 220 MW), Neyveli TPS II (500 MW), Chennai JV (1000 MW) and Tuticorin JV (1000 MW).

**Eastern Region:** North Karanpura (1980 MW), Maithon RB (1000 MW), Barh (1980 MW), Teesta Low Dam III & IV (292 MW), Teesta IV (495 MW), NabiNagar JV Rlws. (1980 MW), Kahalgaon-II (1000 MW), Mejia U6 (250 MW), Bokaro Ext (500 MW), Koderma (1000 MW) and Farakka-III (500 MW), Mejia Extn (1000 MW), Raghunathura (1000 MW) and Durgapur Steel TPS(1000 MW).

**N. Eastern Region:** Kameng HEP (600 MW), Ranganadi II (130 MW), Dikrong HEP (110 MW), Tripura Gas (750 MW) and Subansiri Lower HEP (2000 MW).

**7.4.2** The works covered under the Regional Transmission Schemes are given in Annex-7.1. Most of these transmission schemes are firmed-up and some are already under execution and some are in process of taking-up. A few schemes particularly those associated with generation projects identified relatively recently and being programmed for commissioning towards end of the XI plan, are yet to be firmed-up and if necessary, may be suitably modified or changed during the process of firming up.

**7.4.3** A few transmission schemes, particularly those required for completion towards the last years of the 11<sup>th</sup> Plan, are yet to be finalised. These include evacuation system and regional system strengthening schemes corresponding to those newly identified generation projects. These generation projects are Mauda (1000 MW) in Western Region, Simhadri Ext (1000 MW) in Southern Region, Chandrapur (500 MW), Barh-II (1320 MW) in Eastern region and Bongaigaon (750 MW) in NER.

**7.4.4** Transmission schemes for 11<sup>th</sup> Plan generation capacities under the State sector and the Private sector have also been tentatively evolved. These transmission

---

schemes are required to be firmed up by the State transmission utilities. The schemes are given at Annex 7.2.

## 7.5 Growth in 765kV and HVDC Transmission System during 11<sup>th</sup> Plan Period

7.5.1 Growth in 765kV transmission System during 11<sup>th</sup> Plan period is shown in the following Table:

Transmission Systems at 765kV, Programmed for 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	Type	Unit	As at the end of 10 <sup>th</sup> Plan	Additions during the 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	As at the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. March 2012
<b>765kV Transmission Lines :</b>					
Anpara-Unnao	S/C	ckm	409		409
Kishenpur-Moga L-1(W)	S/C	ckm	275		275
Kishenpur-Moga L-2(E)	S/C	ckm	287		287
Tehri-Meerut Line-1	S/C	ckm	186		186
Tehri-Meerut Line-2	S/C	ckm	184		184
Agra-Gwalior Line-1	S/C	ckm	128		128
Gwalior-Bina Line-1	S/C	ckm	235		235
Sipat-Seoni Line-1	S/C	ckm		351	351
Sipat-Seoni Line-2	S/C	ckm		354	354
Sasaram-Fatehpur	S/C	ckm		400	400
Fatehpur-Agra	S/C	ckm		330	330
Agra-Gwalior Line-2	S/C	ckm		110	110
SipatPP-Seoni Line-3	S/C	ckm		340	340
SipatPP-Sipat	S/C	ckm		30	30
Seoni-Bina	S/C	ckm		293	293
Seoni-Wardha Line-1	S/C	ckm		270	270
Seoni-Wardha Line-2	S/C	ckm		270	270
Gwalior-Bina Line-2	S/C	ckm		250	250
Gaya-Sasaram	S/C	ckm		180	180
Gaya-Balla	S/C	ckm		250	250
Balla-Lucknow	S/C	ckm		250	250
Lucknow-Bareilly	S/C	ckm		250	250
Bareilly-Meerut	S/C	ckm		200	200



<b>Transmission Systems at 765kV, Programmed for 11<sup>th</sup> Plan 2007-12</b>	<b>Type</b>		<b>Unit</b>	<b>As at the end of 10<sup>th</sup> Plan</b>	<b>Additions during the 11<sup>th</sup> Plan 2007-12</b>	<b>As at the end of 11<sup>th</sup> Plan i.e. March 2012</b>
Ranchi-SipatPP	S/C		ckm		350	350
Agra-Mundka	S/C		ckm		250	270
Agra-Meerut	S/C		ckm		250	270
Mundka-Meerut	S/C		ckm		100	70
Mundka-Moga	S/C		ckm		350	370
<b>TOTAL</b>			<b>ckm</b>	<b>1704</b>	<b>5428</b>	<b>7132</b>
<b>765kV Sub-stations :</b>						
Seoni			MVA		4500	4500
Sipat			MVA	2000		2000
Unnao			MVA		2000	2000
Agra			MVA		3000	3000
Meerut			MVA		4500	4500
Fatehpur			MVA		2000	2000
Gwalior			MVA		2000	2000
Bina			MVA		2000	2000
Wardha			MVA		3000	3000
Sipat Pooling Point			MVA		2000	2000
Sasaram			MVA		2000	2000
Ranchi			MVA		3000	3000
Gaya			MVA		3000	3000
Balia			MVA		3000	3000
Lucknow			MVA		3000	3000
Bareilly			MVA		3000	3000
Tehri			MVA		3000	3000
Mundka			MVA		3000	3000
Moga			MVA		3000	3000
<b>TOTAL</b>			<b>MVA</b>	<b>2000</b>	<b>51000</b>	<b>53000</b>

7.5.2 Growth in HVDC transmission System during 11<sup>th</sup> Plan period is shown in the following Table:

<b>HVDC Transmission Systems, Programmed for 11<sup>th</sup> Plan 2007-12</b>	Type/kV	Agency	Unit	As at the end of 10 <sup>th</sup> Plan	Additions during the 11 <sup>th</sup> Plan 2007-12	As at the end of 11 <sup>th</sup> Plan i.e. March 2012
<b>HVDC Bipole Line:</b>						
Chnadrapur-Padghe	± 500kV	MSEB	ckm	1504		1504
Rihand-Dadri	± 500kV	PGCIL	ckm	1634		1634
Talcher-Kolar	± 500kV	PGCIL	ckm	2734		2734
Balia-Bhiwadi	± 500kV	PGCIL	ckm		1606	1606
Biswanath-Agra	± 800kV	PGCIL	ckm		3600	3600
<b>TOTAL</b>				<b>5872</b>	<b>5206</b>	<b>11078</b>
<b>HVDC Bi-pole Transmission Capacity:</b>						
Chnadrapur-Padghe	bipole	MSEB	MW	1500		1500
Rihand-Dadri	bipole	PGCIL	MW	1500		1500
Talcher-Kolar	bipole	PGCIL	MW	2000	500	2500
Balia-Bhiwadi	bipole	PGCIL	MW		2500	2500
Biswanath-Agra	bipole	PGCIL	MW		3000	3000
<b>TOTAL</b>				<b>5000</b>	<b>6000</b>	<b>11000</b>
<b>HVDC Back-to-back Transmission Capacity:</b>						
Vindhachal	b-t-b	PGCIL	MW	500		500
Chandrapur	b-t-b	PGCIL	MW	1000		1000
Gazuwaka	b-t-b	PGCIL	MW	1000		1000
Sasaram	b-t-b	PGCIL	MW	500		500
<b>TOTAL</b>				<b>3000</b>	<b>0</b>	<b>3000</b>
<b>HVDC Monopole Line:</b>						
Barsur-Lower Sileru (CSEB/ APTRANSCO)		AP-Chhatis.	ckm	162		162
<b>TOTAL</b>				<b>162</b>	<b>0</b>	<b>162</b>
<b>HVDC Monopole Capacity:</b>						
Barsur-Lower Sileru (CSEB/ APTRANSCO)	200kV	AP-Chhatis.	MW	200		200
<b>TOTAL</b>				<b>200</b>	<b>0</b>	<b>200</b>
<b>Grand Total:</b>			<b>ckm</b>	<b>6034</b>	<b>5206</b>	<b>11240</b>
			<b>MW</b>	<b>8200</b>	<b>6000</b>	<b>14200</b>

## 7.6 Transmission System Development – Programme for XI Plan

The following table gives the transmission system in the country at achieved at the end of VIII, XI and X Plan periods and targets for the end of XI Plan:

<b>CUMULATIVE GROWTH IN TRANSMISSION SECTOR AND PROGRAMME FOR ELEVENTH PLAN</b>					
	Unit	At the end of VIII Plan ie March 1997	At the end of IX Plan ie March 2002	At the end of X Plan ie March 2007	Target at the end of XI Plan ie March 2012
<b>TRANSMISSION LINES</b>					
		<b>VIII Plan</b>	<b>IX Plan</b>	<b>X Plan</b>	<b>XI Plan</b>
765 kV	ckm	409	971	1704	7132
HVDC +/- 500 kV	ckm	3138	3138	5872	11078
HVDC 200kV Monopole	ckm	0	162	162	162
400 kV	ckm	36142	49378	75722	125000
230/220 kV	ckm	79601	96993	114629	150000
Total Transmission Line	ckm	119290	150642	198089	293372
<b>SUBSTATIONS</b>					
		<b>VIII Plan</b>	<b>IX Plan</b>	<b>X Plan</b>	<b>XI Plan</b>
HVDC BTB	MW	1500	2000	3000	3000
HVDC Bipole+Monopole	MW	1500	3200	5200	11200
Total- HVDC Terminal Capacity	<b>MW</b>	<b>3000</b>	<b>5200</b>	<b>8200</b>	<b>14200</b>
765 kV	MVA	0	0	2000	53000
400 kV	MVA	40865	60380	92942	145000
230/220 kV	MVA	84177	116363	156497	230000
Total- AC Substation Capacity	<b>MVA</b>	<b>125042</b>	<b>176743</b>	<b>251439</b>	<b>428000</b>

## 7.7 Fund Requirement for Transmission System Development and Related Schemes During 11<sup>th</sup> Plan Period

7.7.1 Total Fund requirement for transmission system development and related schemes has been estimated as following:

	<b>Rs Crores</b>
Central Sector	<b>75000</b>
State Sector	<b>65000</b>
<b>TOTAL</b>	<b>140000</b>

### 7.7.2 Fund Requirement During XI Plan – CENTRAL SECTOR SCHEMES

Development of National and Regional grids and related systems would require the following types of schemes:

- XI Plan Transmission Schemes for power evacuation and system strengthening for Central sector generation capacity requiring inter-state transmission
- Transmission schemes for IPP Generation Capacity seeking open access from CTU for inter-state transmission
- Spill over expenditure of X Plan transmission schemes and advance action for XII Plan transmission schemes
- Other related important schemes in Central sector

Fund requirement for above types of schemes during XI plan is estimated to be as following:

#### XI Plan Fund Estimates (Rs Crores)

■ XI Plan Transmission Schemes for Central Sector generation capacity requiring inter-state transmission	59200
■ Transmission schemes for IPP Generation Capacity seeking open access from CTU for inter-state transmission	8000
■ Spill over expenditure of X Plan transmission scheme and advance action for XII Plan transmission schemes	7000
■ Other related important schemes in the Central Sector (Load dispatch schemes for National and Regional dispatch centers, Comprehensive upgrading of protection system for total integrated system for security of National and Regional grids, National Power Exchange System, Evolving perspective transmission plan for the 12 <sup>th</sup> Plan, Augmentation of test facilities, etc)	800
<b>TOTAL - CENTRAL SECTOR</b>	<b>75000</b>

### 7.7.3 Fund Requirement During XI Plan – STATE SECTOR SCHEMES

Development of State grids and related systems would require the following types of schemes:

---

- XI Plan Transmission Schemes of STUs for evacuation of state sector generation including intra-state open access to IPP Generation in state sector
- STUs transmission schemes at 220kV, 132kV and 66kV to meet the transmission needs of growth in demand
- Spill over expenditure of X Plan transmission scheme and advance action for XII Plan transmission schemes
- Other related important schemes in the State sector for Renovation and modernization of aging transmission system, State/Area load dispatch system, Protection system up-gradation, and Software for planning and management information system.

Fund requirement for above types of schemes during XI plan is estimated to be as following:

<b>XI Plan Fund Estimates</b>	
	<b>(Rs Crores)</b>
■ XI Plan Transmission Schemes for State Sector and IPP generation capacity requiring intra-state transmission	14400
■ STU transmission schemes at 220kV, 132kV and 66kV to meet the transmission needs of growth in demand	28800
■ Transmission schemes for 220kV, 132kV and 66kV system in states of Assam, Nagaland, Bihar, Jharkhand, Goa and Uttar Pradesh for strengthening of transmission system in these states so that these states may cater to a demand level of atleast 50% of National average	6000
■ Spill over expenditure of X Plan transmission scheme and advance expenditure on XII Plan transmission scheme	7800
■ Other related important schemes in the State sector for Renovation and modernization of aging transmission system, State/Area load dispatch system, Protection system up-gradation, and Software for planning and management information	8000
<b>TOTAL - STATE SECTOR</b>	<b>65000</b>
<b>TOTAL</b>	<b>Rs 140000 Crore</b>
<b>(CENTRAL SECTOR and STATE SECTOR)</b>	

## Annex-7.1

## REGIONAL TRANSMISSION SCHEMES FOR THE XI PLAN

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NR	Evacuation System for Koldam (800 MW), Parbati-II (800 MW) and Parbati-III (520 MW)	<u>Transmission system for Koldam</u> 1. Koldam-Nalagarh 400 kV D/C Quad. 2. Koldam-Ludhiana 400 kV D/C line <u>Transmission system for Parbati II</u> 1. Parbati II - Koldam 400 kV S/C (quad) 1 <sup>st</sup> ckt 2. Parbati II to Koldam 400 kV S/C (quad) 2 <sup>nd</sup> ckt 3. Opening of one ckt Koldam-Nalagarh 400 kV D/C line at Koldam and joining with Parbati II-Koldam 2 <sup>nd</sup> ckt so as to form i) Parbati II-Nalagarh 400 kV S/C line ii) Parbati II-Koldam 400 kV S/C line <u>Transmission system for Parbati III</u> 1. LILO of Parbati II-Koldam 400 kV S/C line at Parbati III 2. Establishment of switching station at Panarsa by LILO of Parbati II - Nalagarh 400 kV line and by LILO of Parbati III-Koldam 400 kV S/C line at Panarsa 3. Panarsa-Amritsar 400 kV D/C line
NR	Evacuation System for Chamera-III (231 MW)	1. Creation of 400/220 kV pooling station near Chamera-II 2. Chamera III-Chamera Pooling Station 220 kV D/C line 3. Chamera Pooling Station-Jullundur 400 kV D/C line
NR	Evacuation System for Uri-II HEP (240 MW)	1. Uri-I- Uri-II 400 kV S/C 2. Uri-II-Wagoora 400 kV S/C line
NR	Evacuation System for Rampur HEP (434 MW)	1. LILO of Nathpa Jhakri - Nalagarh 400 kV D/C at Rampur HEP 2. Ludhiana - Patiala 400 kV D/C 3. LILO of Patiala -Hissar 400 kV line at Kaithal 4. LILO of Nalagarh - Kaithal 400 kV line at

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		Patiala
NR	Evacuation System for Tehri PSS (1000 MW) & Koteshwar (400 MW), Lohari Nagpala HEP (600 MW)	<p><u>With Koteshwar</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Establishment of 400kV GIS Tehri Pooling Station</li> <li>2. LILO of Tehri – Meerut 765kV at Tehri Pooling Point</li> <li>3. Koteshwar – Tehri Pooling Point, 400kV D/C line</li> <li>4. Series Compensation 50 % on the Tehri – Meerut 765kV 2xS/C lines (charged at 400kV)</li> </ol> <p><u>With Tehri PSS</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tehri – Tehri Pooling Station, 400kV S/C (quad) line</li> <li>2. LILO of Bareilly–Mandaula 400kV D/C line at 400kV Meerut S/S</li> <li>3. Charging Tehri Pooling Stn – Meerut line at 765kV</li> <li>4. Tehri Pooling Station (GIS) 765/400kV, 3x1500MVA</li> <li>5. Meerut S/S (GIS) 765/400kV, 3x1500MVA</li> <li>6. Modification of Series capacitors on the Tehri-Meerut lines for 765kV operation</li> </ol> <p><u>With Lohari Nagpala</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Lohari Nagpala HEP – Tehri/ Koteshwar Pooling Point 400kV D/C line (triple moose)</li> <li>2. Meerut – Agra 765kV S/C line</li> <li>3. Second 765/400kV transformer at Agra 765kV S/S</li> </ol>
NR	Evacuation System for Tapovan Vishnugad HEP (520 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tapovan Vishnugad – Roorkee 400kV D/C line (the line to be routed via Kuwari Pass where a 400/132kV pooling station is proposed)</li> </ol>
NR	Evacuation System for RAPP U 5&6 APP (440 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. RAPP – Kankroli 400kV D/C line</li> <li>2. RAPP – Kota 400kV S/C line</li> <li>3. Kota 400/220kV S/S 2x315 MVA</li> </ol>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		4. Kankroli 400/220kV S/S, 3x315 MVA <u>Supplementary regional schemes to match with RAPP 5&amp;6</u> 1. Kota – Merta 400kV D/C line 2. Kankroli – Jodhpur 400kV S/C line
NR	Evacuation System for Sewa-II (120 MW)	1. Sewa-Hira Nagar 132 kV D/C 2. Sewa-Khatua 132 kV D/C one ckt via Mahanpur
NR	Evacuation System for Nimboo Bazgo (45 MW)	1. Nimboo Bazgo-Leh 33 kV 2xD/C
NR	Evacuation System for Chutak (44 MW)	1. Chutak-Kargil 33 kV 2xD/C
NR	Evacuation System for Lakhwar Vyasi (420 MW)	1. Lakhwar Vyasi-Dehradun 220 kV D/C
NR	Evacuation System for Kotlibhel st-IA (195 MW), Kotlibhel st-IB (320 MW), Kotlibhel st-II (440 MW),	<u>With Kotlibhel st-IA</u> 1. LILO Kotlibhel-st1B-Roorkee 1st ckt at Kotlibhel-st1A 220 kV D/C <u>With Kotlibhel st-IB</u> 1. Kotlibhel-st1B-Roorkee 220 kV D/C <u>With Kotlibhel st-II</u> 1. LILO Kotlibhel-st1B-Roorkee 2nd ckt at Kotlibhel-st II 220 kV D/C
NR	Evacuation System for Vishnugarh Pipalkoti (400 MW)	1. LILO one ckt Kuwari Pass-Pithoragarh line at Vishnugarh Pipalkoti 400 kV D/C
NR	Evacuation System for Lata Tapovan (162 MW)	1. LILO of one ckt of Vishnuprayag-Muzzaffar Nagar D/C line at Kunwari Pass 400 kV D/C 2. Lata Tapovan-Kunwari Pass 220 kV D/C
NR	Evacuation System for Barsingsar (250 MW) & Barsingsar Extn. 250 MW	1. Barsingsar-Nagaur 220 kV 2xS/C 2. Barsingsar-Phalodi 220 kV S/C 3. Barsingsar-Bikaner 220 kV S/C
NR	Northern Region System Strengthening -VI	1. Establishment of 400/220 kV 2x315 MVA GIS at Gurgaon by LILO of Samaypur-Bhiwadi 400 kV S/C line
NR	Northern Region System Strengthening -VII	1. Augmentation of Ludhiana S/S by 3 <sup>rd</sup> 315 MVA transformer 2. Augmentation of Wagoora S/S by 4 <sup>th</sup> 315 MVA transformer



Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NR	Northern Region System Strengthening -VIII	1. Establishment of 400/220 kV 2x315 MVA S/S at Bhinmal by LILO of both ckts of Kankorli-Zerdai 400 kV D/C line 2. Augmentation of Hissar S/S by 3 <sup>rd</sup> 315 MVA transformer
NR	Northern Region System Strengthening – Roorkee S/S	1. Establishment of 400/220 kV S/S at Roorkee by LILO of Rishikesh-Muradnagar 400 kV S/C
NR	Northern Region System Strengthening (NRSS) – IX, X, XI	<u>NRSS-IX :</u> 1. Kanpur – Ballabgarh 400 kV D/C line with Series compensation <u>NRSS-X</u> 1. Lucknow – Gorakhpur 2 <sup>nd</sup> 400 kV D/C with series compensation <u>NRSS-XI</u> 1. Meerut – Kaithal 400 kV D/C line
NR	Northern Region System Strengthening in south western part of Northern Grid	1. Kota-Merta 400 kV D/C 2. Kankroli-Jodhpur 400 kV S/C
NR	Augmentation of transformer capacity at Amritsar and Moga	1. 400/220 kV 315 MVA 3 <sup>rd</sup> Trf. at Amritsar (Aug.) 2. 400/220 kV 315 MVA 3 <sup>rd</sup> Trf. at Moga (Aug.)
NR	Northern Region System Strengthening – Roorkee S/S	1. Establishment of 400/220 kV S/S at Roorkee by LILO of Rishikesh-Muradnagar 400 kV S/C
NR	Northern Region System Strengthening (NRSS) – IX, X, XI	<u>NRSS-IX :</u> 1. Kanpur – Ballabgarh 400 kV D/C line with Series compensation <u>NRSS-X</u> 1. Lucknow – Gorakhpur 2 <sup>nd</sup> 400 kV D/C with series compensation <u>NRSS-XI</u> 1. Meerut – Kaithal 400 kV D/C line
NR	Northern Region System Strengthening in south western part of Northern Grid	1. Kota-Merta 400 kV D/C 2. Kankroli-Jodhpur 400 kV S/C
NR	Augmentation of transformer capacity at Amritsar and Moga	1. 400/220 kV 315 MVA 3 <sup>rd</sup> Trf. at Amritsar (Aug.) 2. 400/220 kV 315 MVA 3 <sup>rd</sup> Trf. at Moga (Aug.)

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NR	System Strengthening Scheme in Uttaranchal	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. LILO of one ckt of Dhauliganga-Bareilly 400 kV D/C (charged at 220 kV) at Pithoragarh</li> <li>2. LILO of one ckt of Tanakpur-Bareilly 220 kV D/C line at Sitarganj</li> <li>3. Establishment of 6x33.3 MVA 220/132 kV S/S at Pithoragarh</li> <li>4. Establishment of 2x100 MVA 220/132 kV S/S at Sitarganj</li> </ol>
NR	System Strengthening Scheme in Singrauli-Vindhyachal corridor	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Singrauli-suitable LILO point near existing Vindhyachal-Kanpur 400 kV S/C line 400 kV D/C. The existing Vindhyachal-Kanpur 400 kV S/C line would be opened up at LILO point and one end be connected to one ckt going towards Kanpur and other toward Vindhyachal</li> <li>2. Diversion of existing Vindhyachal-Singrauli 132 kV S/C line</li> </ol>
NR	NR- Strengthening (For increased import due to Tala HEP) JV of PGCIL with TATA Power	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gorakhpur-Lucknow (new) 400 kV D/C</li> <li>2. Lucknow (New)-Unnao 400 kV D/C</li> <li>3. Bareilly-Mandola 400 kV D/C</li> <li>4. LILO of Dadri-Samaypur 400 kV D/C line at Maharani Bagh-2xD/C</li> <li>5. Gorakhpur (new)-Gorakhpur (UP) interconnection 400 kV -D/C</li> <li>6. Gorakhpur (new) 400/220 kV 315 MVA S/S with 2x63 MVAR L/R</li> <li>7. Lucknow (New) 400/220 kV 315 MVA S/S</li> <li>8. Maharani Bagh 400/220 kV 630 MVA S/S</li> <li>9. Bareilly (new) 400/220 kV 315 MVA S/S with 2x50 MVAR L/R</li> </ol>
NR	Jhajjar TPS (1500 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Jhajjar-Mundka 400 kV D/C line.</li> <li>2. Jhajjar-Daulatabad 400kV D/C line.</li> </ol>
NR	Badarpur TPS (2x500 MW) Extn.	LILO of 400 kV Maharani Bagh - Samaypur line at BTPS Extn.

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NR	Dadri-II TPS (1000 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Splitting of existing 400 kV Dadri bus.</li> <li>2. Dadri-Bamnoli 400 kV D/C line.</li> </ol>
NR	Common scheme for 765kV pooling stations and network for Northern Region (common for Sasan UMPP + NKP + Maithon/ Kodarma/ Mejia/ Bokaro + Ragunathpur/ Durgapur + Import by NR from ER and from NER/SR/WR via ER)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Seires capacitor at Balia end for 40% compensation on Barh-Balia 400kV quad D/C line</li> <li>2 Seires capacitor at Biharsharif end for 40% compensation on Biharsharif-Balia 400kV quad D/C line</li> <li>3 LILO of both circuits of Allahabad - Mainpuri 400kV D/C line at Fatehpur (PG 765kV s/s)</li> <li>4 Gaya - Sasaram 765kV S/C line</li> <li>5 Sasaram PG 765kV s/s) - Sasaram (400kV s/s) 400kV quad D/C line</li> <li>6 Maithon PG - Gaya 400kV quad D/C line</li> <li>7 Gaya-Balia 765kV S/C</li> <li>8 Balia-Lucknow 765kV S/C</li> <li>9 2x400kV D/C LILO lines for connecting to Lucknow 765kV substation.</li> <li>10 2x400kV D/C LILO lines for connecting to Bareilly 765kV substation.</li> <li>11 Fatehpur 765kV substation 1x1500 MVA, 765/400kV (2nd transformer in Sasan scheme)</li> <li>12 Gaya 765kV substation 3x1500 MVA, 765/400kV, 2x315MVA 400/220kV, LILO of both circuits of Bodhgaya-Dehri 220kV D/C line at Gaya</li> <li>13 Sasaram 765kV substation 1x1500 MVA, 765/400kV (2nd transformer in Sasan scheme)</li> <li>14 Sasaram 400kV substation Extn</li> </ol>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		<p>15 Agra 765kV substation 1x1500 MVA, 765/400kV (2nd transformer in Sasan scheme)</p> <p>16 Maithon (PG) 400kV substation Extension</p> <p>17 Balia 765kV substation (by extension of Balia 400kV substation) 2x1500 MVA, 765/400kV</p> <p>18 Lucknow 765kV substation 2x1500 MVA, 765/400kV, LILO lines for connecting to Lucknow 400kV s/s</p> <p>19 Bareilly 765kV substation 2x1500 MVA, 765/400kV, LILO lines for connecting to Bareilly 400kV s/s</p>
NR	NR strengthening - 765kV system for NCR and around	<p>1 Agra-Mundka 765kV S/C</p> <p>2 Agra-Meerut 765kV S/C</p> <p>3 Mundka-Meerut 765kV S/C</p> <p>4 Mundka-Moga 765kV S/C</p> <p>5 Agra and Meerut 765kV substation extension</p> <p>7 Mundka 765kV substation 2x1500 MVA, 765/400kV</p> <p>8 Moga 765kV substation 2x1500 MVA, 765/400kV</p>
WR	Evacuation System for Sipat-II+I (1000 + 1980 MW)	<p><u>ATS with Sipat-I (3x660 MW)</u></p> <p>1. Sipat-Seoni 765 kV 2X S/C</p> <p>2. Seoni-Khandwa 400 kV D/C (Quad AAAC)</p> <p>3. Nagda-Dehgam 400 kV D/C</p> <p>4. LILO of Korba-Raipur at Sipat 400 kV D/C</p> <p>5. LILO of Bhilai-Satpura at Seoni 400 kV D/C</p> <p>6. Seoni 765/400 kV 7x500 MVA and 400/220 kV 2x315 MVA s/s</p> <p>7. Raigarh 400/220 kV 2x315 MVA s/s by</p>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		<p>LILO of both ckts of Sardar Sarovar-Dhule D/C line</p> <p><u>ATS with Sipat-II (2x500 MW)</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Khandwa-Rajgarh 400 kV D/C</li> <li>2. Bina-Gwalior 765 kV S/C (initially op. at 400 kV)</li> <li>3. Seoni 765/400 kV 1500 MVA (Aug.)</li> <li>4. Bhatapara 400/220 kV 2x315 MVA s/s by LILO of Korba-Raipur line</li> </ol> <p><u>Sipat-II Supplementary Tr. System</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Seoni-Wardha 765 kV S/C (initially op. at 400 kV)</li> <li>2. Wardha-Akola 400 kV D/C</li> <li>3. Akola-Aurangabad 400 kV D/C</li> <li>4. Wardha 400/220 kV 2x315 MVA s/s</li> </ol>
WR	Evacuation System for Kawas-II (725 + 575 MW) and Gandhar-II (725 + 575 MW)	<p><u>ATS with Gandhar-II</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gandhar (NTPC)-Rajkot (GEB) 400 kV D/C</li> <li>2. Gandhar (NTPC)-Kawas 400 kV D/C</li> <li>3. LILO of both circuits of Bina -Nagda 400 kV D/C line at Shujalpur</li> <li>4. Establishment of 2x315 MVA 400/220 kV substation at Shujalpur</li> </ol> <p><u>ATS with Kawas-II</u></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kawas-II-Vapi (PG) 400 kV D/C Quad</li> <li>2. Vapi (PG)- Navi Mumbai 400 kV D/C</li> <li>3. LILO of Kalwa-Pune (PG) 400 kV S/C line at Navi Mumbai,</li> <li>4. Vapi (PG)-Khadoli (DNH) 220 kV D/C</li> <li>5. Establishment of 400/220 kV 2x315 MVA S/S at Navi Mumbai (GIS in case adequate land is not available).</li> <li>6. LILO of Apta-Kalwa and Kharghar-Kandalgaon 220 kV D/C lines at Navi Mumbai. (LILO works under preview of MSEB, 220 kV bay provision at Navi Mumbai by PGCIL)</li> <li>7. Installation of 400/220 kV 1x315 MVA 3<sup>rd</sup> transformer at Vapi</li> </ol>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
WR	<b>WESTERN REGION SYSTEM STRENGTHENING SCHEME (WRSSS)-II</b>	<p><b><u>WRSSS-II-A (PGCIL)</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Seoni-Wardha 765 kV S/C (2<sup>nd</sup> ckt 400 kV op.)</li> <li>2. Raipur-Wardha 400 kV D/C</li> <li>3. Bhadrawati-Parli (PG) 400 kV D/C</li> <li>4. Wardha-Parli (PG) 400 kV D/C Quad</li> <li>5. Parli (PG)-Parli (MSEB) 400 kV D/C.</li> <li>6. Parli (PG) Switching S/S</li> </ol> <p><b><u>WRSSS-II-B (IPTC)</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Parli (PG)-Pune (PG) 400 kV D/C</li> <li>2. LILO of Lonikhand-Kalwa 400 kV line at Pune (PG)</li> <li>3. Pune (PG)-Aurangabad 400 kV D/C</li> <li>4. Parli (PG)-Sholapur (PG) 400 kV/DC</li> <li>5. Sholapur (PG)-Kolhapur 400 kV D/C</li> <li>6. LILO of Sholapur-Karad at Sholapur (PG) 400 kV D/C</li> </ol> <p><b><u>WRSSS-II-B (PGCIL)</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Pune (PG) 400/220 kV S/S</li> <li>2. Sholapur (PG) 400/220 kV S/S</li> </ol> <p><b><u>WRSSS-II-C (IPTC)</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Rajgarh(PG)-Karamsad (Guj)400 kV D/C</li> <li>2. Limbdi(Guj)-Ranchhodpura (Guj)400 kV D/C</li> <li>3. Ranchhodpura(Guj)-Zerda(Guj)400kVDC</li> </ol> <p><b><u>WRSSS-II-D (PGCIL)</u></b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Korba-Birsinghpur-Damoh-Bhopal 400 kV D/C</li> <li>2. Bina-Gwalior 765 kV 2nd S/C (400 kV op.)</li> </ol>
WR	Western Region System Strengthening Scheme-III	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Vapi-Magarwada (D&amp;D) 220 kV D/C</li> <li>2. Vapi-Kharadwada (DNH) 220 kV D/C</li> </ol>
WR	Western Region System Strengthening Scheme - IV	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Powergrid 400/220 kV, 2x315 MVA substation at Damoh.</li> </ol>
WR	Evacuation System for Omkareshwar (520 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. LILO of Barwaha-Khandwa D/C at Omkareshwar 220 kV 2xD/C</li> <li>2. Omkareshwar-Sanawad 220 kV D/C</li> </ol>
WR	Bhillai Electric Supply Co. Pvt. Ltd.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. BESCL-Raipur 400 kV D/C</li> </ol>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
	(BESCL) (2x250 MW)	2. BESCL 400/220 kV 2x315 MVA S/S 3. LILO of Khedamera-MSDS2 220kV D/C at BESCL.
WR	Korba (III) 500 MW of NTPC	1. Korba (III) –WR pooling point (near Sipat) 400 kV D/C 2. Establishment of WR pooling point 765/400 kV 2x1500 MVA S/S. 3. Bina-Indore (PG) 765kV S/C (initially charged at 400kV) 4. LILO of Sipat-Seoni 765 kV S/C at WR Pooling Point 5. LILO of both circuits of Indore-Nagda 400kV D/C at Indore (PG) 6. Establishment of Indore (PG) 400 kV switching station 7. Additional 400/220 kV 1x315 MVA transformer each at Pune, Vapi and Dehgam.
WR	Common scheme for pooling stations and network for WR (common for + NKP + Maithon/ Kodarma/ Mejia/ Bokaro + Ragunathpur/ Durgapur + Import by WR from ER and from NER/SR/NR via ER)	1 Ranchi-Sipat/Korba(pooling) 765kV 2xS/C (or 1200kV 2xS/C operated at 765kV) with 40% series compensation at Ranchi end 2 Sipat/Korba(pooling) - Sipat 765kV S/C 3 400kV connecting/feeding lines to Sipat/Korba(pooling) station (to be finalised in WR meeting) 4 Ranchi 765kV substation 3x1500 MVA, 765/400kV 5 Sipat/Korba(pooling) 765kV S/S 1x1500 MVA, 765/400kV

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
SR	Evacuation System for Kudankulam U1&2 (2000 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Kudankulam (NPC) – Tirunelveli (PG) 400kV 2xD/C line-I &amp; II (Quad)</li> <li>2. Tirunelveli (PG) – Udumalpet 400kV D/C line</li> <li>3. Tirunelveli (PG) – Edamon (KSEB) 400kV D/C line, (multi circuit line)</li> <li>4. Edamon – Muvattupuzha(PG) 400kV quad D/C line</li> <li>5. Muvattupuzha – North Tricur (PG) 400kV quad D/C line</li> <li>6. LILO of both circuits of Madurai (PG) – Trivendram (PG) 400kV D/C line at Tirunelveli</li> <li>7. 400/220kV S/S at Tirunveli, 2x315 MVA</li> <li>8. 400/220kV S/S at Muvattupuzha, 2x315 MVA</li> <li>9. Trivendram 400/220kV S/S Extn. – 3<sup>rd</sup> 1x315 MVA transformer</li> <li>10. Udumalpet 400/220kV S/S Extn. – 3<sup>rd</sup> 1x315 MVA transformer</li> <li>11. 2x63 MVAR bus reactor at Tirunveli and 1x63 MVAR bus reactor at Muvattupuzha 400 kV S/Ss</li> <li>12. 1x63 MVAR line reactor at each end of each circuit of Tirunveli – Muvattupuzha 400kV D/C line</li> <li>13. 1x63 MVAR switchable line reactor at each end of each circuit of Tirunveli – Udumalpet 400kV D/C line</li> </ol>
SR	Evacuation System for Kalpakkam PFBR (500 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. KPFBR – Kancheepuram 230kV D/C line</li> <li>2. KPFBR – Arni 230kV D/C line</li> <li>3. KPFBR – Sirucher 230kV D/C line</li> <li>4. KPFBR – MAPS 230kV S/C (with one spare phase) Cable link</li> </ol>
SR	Evacuation System for Kaiga U3&4 (220 + 220 MW)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Narendra (PG) – Davanagere (KPTCL) 400kV D/C line</li> <li>2. Mysore (PG) – Kozhikode (PG) 400kV D/C line</li> <li>3. LILO of Kolar – Sriperumbudur (PG) 400kV S/C at Melakottaiyur (PG)</li> </ol>



Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		4. Melakottaiyur 400/220kV S/S 2x315 MVA 5. Kozhikode 400/220kV S/S 2x315 MVA 6. Hiriya 400/220kV S/S Extn- 1x315 MVA 7. Narendra 400/220kV S/S bay Extn. 8. Mysore 400/220kV S/S bay Extn. 9. Davanagere 400/220kV S/S bay Extn. 10. 1x50 MVAR switchable line reactor at Melakottaiyur end of Kolar – Sriperumbudur 400kV S/C line to be LILOed at Melakottaiyur
SR	Evacuation System for Neyveli TPS II (500 MW)	1. Neyveli TS-II Expansion (NLC) – Neyveli TS-II Existing (NLC) 400kV 2xS/C line 2. Neyveli TS-II(NLC) – Pugalur (PG) 400kV D/C line 3. Pugalur (PG) – Madurai (PG) 400kV D/C line 4. Udumalpet – Arasur (PG) 400kV D/C line 5. LILO of Neyveli – Sriperumbudur 400kV S/C line 6. LILO of Ramagundam – Khammam 400kV S/C line at Warangal (PG) 7. Pugalur 400/220kV S/S 2x315 MVA 8. Warangal 400/220kV S/S 2x315 MVA 9. Arasur 400/220kV S/S 2x315 MVA 10. Pondicherry 400/220kV S/S 2x315 MVA 11. Madurai 400/220kV S/S bay Extn. 12. Udumalpet 400/220kV S/S bay Extn. 13. 1x50 MVAR switchable line reactor for each circuit, at Pugalur end of Neyveli – Pugalur 400kV D/C line.
SR	Evacuation System for Kayamkulam II LNG (1950 MW)	1. LILO of Tirunelveli-Muvathapuzha (Quad) at Kayamkulam 400 kV 2xD/C 2. Kozhikode-Trissur 400 kV D/C 3. Kayamkulam TPS 400/220 kV 2x315 MVA S/S 4. Kayamkulam TPS-Kayamkulam 220 kV D/C
SR	Southern Region System Strengthening Scheme-IV	1. LILO of Nagarjunasagar (AP)-Raichur 400 kV S/C line at Mehboobnagar (AP)

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		2. LILO of both the circuits of Nellore (AP)-Sripumbudur (TN) 400kV D/C line at Alamatti 400 kV S/S (TN)
SR	Southern Region System Strengthening Scheme-V	1. Augmentation of Transformer capacity by 1x315 MVA at Munirabad, Cuddapah (AP), Gooty(AP), Khammam (AP), Gazuwaka(AP) and 3x167 MVA at Kolar 400 kV Substations 2. 1x80 MVAr Bus reactor at Nellore (AP) 400kV S/S
SR	Southern Region System Strengthening Scheme-VI	1. (LILO of both the circuits of Gazuwaka (AP)-Vijayawada (AP) 400 kV D/C line at Vemagiri 400 kV S/S (AP) 2. 2 <sup>nd</sup> 1x315 MVA 400/220kV Transformer at Vijayawada (AP)
SR	Southern Region System Strengthening Scheme-VII	1. LILO of one circuit of Talaguppa-Neelamangala 400kV D/C line at Hassan 2. Hassan 400/220 kV 2x315 MVA substation 3. LILO of one circuit of Madurai (TN)-Trichy (TN) D/C line at Karaikudi(TN) 4. Karaikudi 400/220 kV 2x315 MVA substation
SR	Augmentation of Talcher-II Transmission System	1. Talcher-II – Rourkela 400 kVD/C 2. Talcher-II-Berhampur-Gazuwaka 400 kV D/C
SR	Neelamangala-Mysore Transmission scheme	1. Neelamangala-Mysore 400 kV D/C line 2. 400/220 kV 2x315 MVA S/S at Mysore
ER	Evacuation System for Barh (1980 MW)	1. LILO of Kahalgaon – Patna 400kV D/C quad line at Barh 2. Barh – Balia 400kV D/C quad line 3. Balia – Bhiwadi 2500 MW $\pm$ 500kV HVDC Bipole line 4. Seoni – Bina 765kV S/c line (to be initially operated at 400kV) 5. Balia 400kV S/S extn

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
		6. Bhiwadi 400kV S/S extn 7. Seoni 400kV S/s extn 8. Bina 400kV Sw. Stn. Extn. 9. Balia and Bhiwadi HVDC Converter Stations
ER	Evacuation System for Teesta Low Dam III & IV (292 MW)	1. Teesta Stage III – New Jalpaiguri, 220kV S/C line with Twin-Moose conductor. 2. Teesta Stage III – Teesta Stage IV S/S, 220kV S/C line with Moose conductor. 3. Teesta Stage IV – New Jalpaiguri, 220kV D/C line. (These lines would be constructed by WBSEB, as the whole of the power would be absorbed by West Bengal.)
ER	Evacuation System for Teesta IV (495 MW)	1. LILO of one ckt of Mangan-Melli 400 kV D/C at Teesta IV
ER	Evacuation System for Farakka III (500 MW)	1. Existing system adequate
ER	System Strengthening-I	1. Higher capacity conductr on Siliguri-Purnia
ER	System Strengthening-II	1. Purlia-Jamshedpur 400kV D/C 2. Jamshedpur-Baripada 400kV D/C 3. Baripada –Mendhalsal (Bhuanashwar) 400kV D/C
NER	Evacuation System for Kameng HEP (600 MW)	1. Kameng – Balipara – Siliguri 400kV D/C 2. Second 315 MVA 400/220kV ICT at Misa
NER	Evacuation System for Ranganadi II (130 MW)	1. Ranganadi HEP I-Ranganadi HEP II 132 kV S/C 2. LILO of Ranganadi HEP I-Ziro at Ranganadi HEP II 132 kV D/C
NER	Evacuation System for Dikrong (110 MW)	1. Dikrong-Ranganadi HEP-I 132 kV D/C
NER	Evacuation System for Subnasiri Lower HEP (2000 MW)	1. Subansiri Lower – Biswanath Chariyali 400kV 2x D/C lines with higher size twin conductors

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NER	Inter-regional Transmission system from NER to NR/WR	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Bishwanath Chariyali pooling station</li> <li>2. <math>\pm 800\text{kV}</math>, HVDC bi-pole line from Biswanath Chariyali to Agra of 6000 MW capacity</li> <li>3. HVDC terminal stations:  <u>Matching with Subansiri Lower HEP:</u>  <math>\pm 800\text{kV}</math>, HVDC 3000MW rectifier/inverter stations at Biswanath Chariyali and Agra   <u>Matching with hydro projects in Sikkim and Bhutan:</u>  <math>\pm 800\text{kV}</math>, HVDC 3000MW rectifier/inverter stations at Siliguri and Agra</li> </ol>
NER	System Strengthening Scheme-I	220kV and 132kV works for Aizwal, Dimapur, Kopili, Khandong
NER/NR	ATS with Tripura Gas, 1050 MW	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Tripura Gas-Silchar-Bongaigaon 400kV D/C line</li> <li>2. 400/132kV S/S at Tripura Gas and 132kV line to grid s/s</li> <li>3. 400/132kV S/S at Silchar and 132kV lines to grid s/s</li> </ol>
NR	Transmission System to enable import by NR	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Bongaigaon – Siliguri 400kV D/C Quad line</li> <li>2. Purnia – Biharsharif 400kV D/C Quad line</li> </ol>

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
NR/ ER/ WR	Evacuation System for North Karanpura (1980 MW)	1 North Karanpura – Gaya 400kV Quad D/C line 2 North Karanpura – Ranchi 400kV Quad D/C line 3 Sipat/Korba (pooling) – Seoni 765kV S/C line 4 Lucknow – Bareilly 765kV S/C line 5 Bareilly – Meerut 765kV S/C line 6 Agra - Gurgaon(ITP) - Gurgaon (PG) 400kV quad D/C line 7 Gurgaon 400/220kV GIS S/S: 400/220kV, 2 x 315 MVA
NR/ ER/ WR	Evacuation System for Maithon RB (1000 MW), Bokaro Extn. (500MW), Kodarma (1000MW), and Mejia Extn. (1000MW)  Common transmission system for import of power by NR	1 Biharsharif – Sasaram(PG 765kV s/s) 400kV quad D/C line 2 Sasaram-Fatehpur(PG 765kV s/s) 765kV S/C line 3 Fatehpur(PG 765kV s/s) - Agra 765kV S/C line 4 Fatehpur(PG 765kV s/s) - Fatehpur (ITP 400kV s/s) 400kV quad D/C line (if 765kV PGCIL s/s & 400kV ITP s/s are contiguous, then this would be through extended bus) 5 LILO of Singrauli - Kanpur 400kV line at Fatehpur (400kV D/C LILO line) 6 LILO of both circuits of Fatehpur - Kanpur 220 kV lines at Fatehpur (220kV 2 x D/C LILO lines) 7 Fatehpur 400/220kV substation: 400/220kV transformers: 2 x 315 MVA
NR/ ER/ WR	Specific System for Maithon RB (1000 MW)	1. Maithon RB-Maithon PG 400 kV D/C line. 2. MaithonRB-Ranchi 400 kV D/C line
NR/	Specific System for	1. Bokaro-Biharshariff (routed via Koderma)

Region	Scheme/ scheme group	Transmission System
ER/ WR	Koderma (1000 MW) & Bokara Extn (500 MW)	<p>400 kV D/C line, twin moose from Bokaro upto Koderma and quad moose from Koderma to Biharshariff.</p> <p>2. LILO of both circuits of Bokaro-Biharshariff 400 kV D/C line at Koderma (400 kV 2xD/C LILO line).</p> <p>3. Koderma-Gaya 400 kV quad D/C line.</p>
NR/ ER/ WR	Specific System for Mejia Extn. (1000 MW)	<p>1. LILO of one ckt. Of Maithon-Jamshedpur 400 kV line at Mejia (400 kV D/C LILO line)</p> <p>2. Mejia-Maithon PG 400 kV D/C line.</p>
NR/ ER/ WR	Specific System for Raghunathpur (1000 MW) & Durgapur (1000 MW).	<p>1. LILO of one ckt. of Durgapur (PG)-Jamshedpur 400 kV line at Durgapur (400 kV DVC LILO line).</p> <p>2. LILO of one ckt. of Maithon (PG)-Ranchi 400 kV line at Raghunathpur (400 kV D/C LILO line).</p> <p>3. Durgapur (Gen)-Raghunathpur-Ranchi 400 kV quad D/C line.</p>

## Annex-7.2

## STATES' TRANSMISSION SCHEMES FOR THE XI PLAN

## States of Northern Region

	State Sector Generation Projects
Gen. Project	Transmission Scheme/Proposal
<b><u>HP</u></b>	
Uhl-III (100MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• UHL-Bassi 132 kV D/C</li> <li>• UHL-Hamirpur D/C</li> </ul>
Kashang I & II (126MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of Bhabha-Kunihar S/C at Kashang 220 kV D/C</li> </ul>
Sainj (100 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Through Parbati Transmission system</li> </ul>
Shongtong Karcham (402 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Shongtong Karcham-Karcham Pooling Station 400 kV D/C</li> <li>• Karcham Pooling Station-NR load centers to be decided after firming up of generation in the complex</li> </ul>
<b><u>Haryana</u></b>	
Yamuna Nagar U1&2 (500 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Yamuna Nagar TPS-Yamuna Nagar 220 kV 2xD/C</li> <li>• Yammuna Nagar TPS-Tepla 220 kV D/C</li> <li>• Yammuna Nagar -Ladwa 220 kV D/C</li> <li>• Ladwa-Nissing 220 kV D/C</li> <li>• Ladwa 220/132 kV 100 MVA S/S</li> </ul>
<b><u>UP</u></b>	
Anpara C (1000 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Charging of Anpara-Unnao 765 kV S/C line at 765 kV</li> <li>• Anpara 765/400 kV 2x630 MVA S/S</li> <li>• Unnao 765/400 kV 3x630 MVA S/S</li> </ul>
Rosa (600 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rosa-Shahjahanpur 220 kV 2xS/C</li> <li>• Rosa-Hardoi 220 kV D/C</li> <li>• Rosa-Badaun 220 kV S/C</li> <li>• Hardoi 220/132 kV 2x100 MVA S/S</li> </ul>
<b><u>Rajasthan</u></b>	
Giral U-1&2 (250 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Giral-Barmer 220 kV D/C</li> <li>• LILO Barmer-Amar Sagar at Giral 220 kV D/C</li> </ul>
Chhbura TPS (500 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Chhabra TPS-Swaimadhopur 400 kV D/C</li> <li>• Swaimadhopur 400/220 kV 2x315 MVA S/S</li> </ul>

Kota U-7 (195 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Step up generation voltage at 220 kV</li> <li>• Split existing KTPS bus with U,6&amp;7 on one section and rest on other section</li> <li>• KTPS 6&amp;7 section-Kota (PG) 220 kV D/C with twin moose</li> </ul>
<b><u>Uttaranchal</u></b>	
Tuinipalasu (42 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO one ckt Arakot Tuni-Mori at Tuinipalasu 220 kV D/C</li> </ul>
Bawala Nand Prayag (132MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bawala Nand Prayag – Karanpryag 132 kV D/C line</li> </ul>
Palamaneri (480 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO one ckt Lohari Nagpala-Tehri Poling Point at Palamaneri 400 kV D/C</li> </ul>
<b><u>Private Sector Generation Projects</u></b>	
<b>Gen. Project</b>	<b>Transmission Scheme/Proposal</b>
<b><u>HP</u></b>	
Allan Dhuangan (192MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allain Dhuangan – Parbati Pooling station 220 kV D/C</li> <li>• Beyond parbati pooling station, evacuation through Parbati II system</li> </ul>
Karcham Wangtoo (1000MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of Baspa – Nathpa Jhakri D/C line at Karchem Wangtoo</li> <li>• Karchem Wangtoo – Abdullapur 400 kV D/C</li> <li>• Beyond Abdullapur tr. System has to be evolved</li> </ul>
Dhamwari Sunda (70MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dhamwari Sunda - Maliana 2xS/C+D/C</li> </ul>
Sawara Kuddu (110 MW)	Not yet identified
<b><u>Punjab</u></b>	
Goindwal Saheb (500 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Goindwal-Tathasahib 220 kV D/C</li> <li>• Goindwal-Tarntaran 220 kV D/C</li> <li>• LILO of Jamsheer-Verpal D/C at Goindwalsahib-220 kV 2xD/C</li> <li>• Goindwal 220/132 kV 100 MVA S/S</li> </ul>
<b><u>Uttaranchal</u></b>	
Vishnu Prayag (400 MW)	Not yet identified



**States of Western Region**

	<b>State Sector Generation Projects</b>
<b>Gen. Project</b>	<b>Transmission Scheme/Proposal</b>
<b><u>Gujarat</u></b>	
Utran CCGT (350MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Utran-Kosamaba 220 kV 2xD/C</li> </ul>
Paguthan (350+700 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Paguthan-Kasor 400 kV D/C</li> <li>• Paguthan-Fedra 400 kV D/C</li> <li>• System strengthening below Fedra 400 kV S/S yet to be identified by GETCO</li> </ul>
Sikka Repl. Ext. (500MW)	Transmission System yet to be identified
Surat Lignite Ext. (250MW)	Transmission System yet to be identified
<b><u>MP &amp; Guj.</u></b>	
Malwa (1000 MW)	Transmission system yet to be identified
<b><u>Maharashtra</u></b>	
Parli Ext. Stage-II (250 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of both ckts of Parli-Beed D/C line at Parli Extn. 220 kV 2xD/C</li> <li>• LILO of Nanded-Girwali line at Parli Extn. 220 kV D/C</li> </ul>
Paras Ext. U-II (250 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of both ckts of Akola-Chikli D/C line at Paras Extn. 220 kV 2xD/C</li> <li>• Paras Extn.-Akola 220 kV D/C</li> </ul>
Khaper Kheda Ext (500MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of Chandrapur-Koradi S/C line at Khaperkheda 400 kV D/C</li> <li>• Khaperkheda 400/220 kV 1x315 MVA S/S</li> <li>• Khaperkheda II- Khaperkheda 220 kV D/C</li> </ul>
<b><u>Chhatisgarh</u></b>	
Korba West Ext (600MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Korba (W)-Bhilai (Khedamara) D/C Korba (W)-Bhilai (Khedamara) 400 kV D/C</li> <li>• Bhilai (Khedamara)-Rajnandgarh 220 kV D/C</li> <li>• Bhilai (Khedamara)-Bematara 220 kV D/C</li> <li>• Rajnandgaon 220/132 kV 1x160 MVA S/S</li> </ul>
Marwa (1000 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Marwa-Raipur (New) 400 kV D/C</li> <li>• LILO of Korba-Khedamara S/C at Marwa 400 kV D/C</li> <li>• Marwa 400/220 kV 1x315 MVA S/S</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raipur (New) 400/220 kV 1x315 MVA S/S</li> <li>• Mahasamund-Gurur 220 kV D/C</li> <li>• Raipur (New)-Doma 220 kV D/C</li> <li>• Raipur (New)-Siltara 220 kV D/C</li> <li>• Raipur (New)-Urla 220 kV D/C</li> <li>• Raipur (New)-Mahasamund 220 kV D/C</li> <li>• Marwa-Mopka 220 kV D/C</li> <li>• Doma 220/132 kV 1x160 MVA S/S</li> <li>• Doma (220 kV)-Kachna 132 kV D/C</li> <li>• Doma (220 kV)-Kurud 132 kV D/C</li> </ul>
Matnar (60 MW)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evacuation at 132 kV level</li> </ul>
Bodhghat (500 MW)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bodhghat (Barsoor)-Khedamara 400 kV D/C</li> </ul>
IGTPP Bhaythan (1320 MW)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bhaythan-Bilaspur 400 kV D/C</li> <li>• Bilaspur-Raipur 400 kV D/C</li> <li>• Bhaythan-Bishrampur 220 kV D/C</li> <li>• Bilaspur-Mopka 220 kV D/C</li> <li>• Bhaythan-Pendraroad-Baikunthpur 220 kV D/C</li> <li>• Mopka-Mungeli 220 kV D/C</li> <li>• Bhaythan 400/220 kV 1x315 MVA S/S</li> <li>• Bilaspur 400/220 kV 1x315 MVA S/S</li> <li>• Mungeli 220/132 kV 1x160 MVA S/S</li> <li>• Baikunthpur 220/132 kV 1x160 MVA S/S</li> <li>• Mungeli (220 kV)-Mungeli 132 kV D/C</li> <li>• Baikunthpur (220 kV)-Baikunthpur 132 kV D/C</li> </ul>
		<b><u>Private Sector Generation Projects</u></b>
<b><u>Gujarat</u></b>		
Akhakhhol-Paguthan (730MW)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• LILO of Kawas-Gandhar 400 kV D/C at Akhakhhol</li> <li>• Akhakhhol-Dehgam 400 kV D/C</li> </ul>
Essar-Hazira Ext. (1460MW)		Transmission System yet to be identified
Bhavnagar (Nirma JV) (250 MW)		Transmission System yet to be identified

<b><u>Maharashtra</u></b>	
Vile-TATA (1000 MW)	Transmission System yet to be identified
<b><u>Chhatisgarh</u></b>	
Raigarh (750MW)	Transmission System yet to be identified
Pathdi TPS- LANCO (1200MW)	Transmission System yet to be identified
<b><u>MP</u></b>	
Maheshwar (400MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maheshwar-Pithampur 220 kV D/C</li> <li>• Maheshwar-Rajgarh 220 kV D/C</li> <li>• Maheshwar-Julwania 220 kV D/C</li> </ul>

### States of Southern Region

	<b><u>State Sector Generation Projects</u></b>
<b><u>Gen. Project</u></b>	<b><u>Transmission Scheme/Proposal</u></b>
<b><u>AP</u></b>	
Vijayawada TPP (660MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VTPS - Yeddumailaram 400kV D/C</li> <li>• VTPS - Narasaraopeta 400kV D/C</li> <li>• Tadikonda - Narasaraopeta 400kV S/C</li> <li>• 1x315 MVA, 400/220 kV Transf at VTPS switchyard</li> </ul>
Jurala Priya (195MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jurala HEP- Mehboobnagar 220kV D/C</li> </ul>
N. Sagar TP Dam (50MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existing system</li> </ul>
<b><u>Karnataka</u></b>	
Bidadi (1400MW)	Yet to be identified
Nagarjuna TPP (1015 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nagarjuna TPP-Hassan 400 kV D/C</li> <li>• Hassan-Bidadi 400 kV D/C</li> <li>• LILO 2nd ckt Talaguppa-Neelamangla at Hassan 400 kV D/C</li> </ul>
Raichur U-8 (210 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existing system adequate</li> </ul>
Bellary Ext. (500 MW)	Yet to be identified

Gundia Ext. (300 MW)	Yet to be identified
<b>Kerala</b>	
Adirapalli (163MW)	Yet to be identified
<b>Tamil Nadu</b>	
Bhawani Kathlai U2 (60MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existing system adequate</li> </ul>
	<b>Private Sector Generation Projects</b>
<b>Gen. Project</b>	<b>Transmission Scheme/Proposal</b>
<b>AP</b>	
Bhopalpalli (500MW)	Yet to be identified

### States of Eastern Region

	<b>State Sector Generation Projects</b>
<b>Gen. Project</b>	<b>Transmission Scheme/Proposal</b>
<b>West Bengal</b>	
Purulia PSS (225+675 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Purulia-Bidhannagar 400 kV D/C</li> <li>Purulia-Arambag 400 kV D/C</li> </ul>
Sagardighi-II (1000MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>LILO of Farakka-Jeerat-Subhashgram 400 kV S/C at Sagardighi TPS.</li> <li>Sagardighi TPS-Durgapur 400 kV S/C</li> </ul>
Bakreshwar U5 (210MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existing 400kV and 220kV transmission system will be adequate.</li> </ul>
DPL TPS (500 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>DPL-Durgapur 400 kV D/C</li> </ul>
Bakreshwar U6 (210MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bakreshwar-Jagatballavpur 400 kV S/C</li> <li>Jagatballavpur 400/220 kV 2x315 MVA S/S</li> <li>Jagatballavpur-Domjur 220 kV D/C</li> </ul>
Katwa TPP (1000 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Katwa-Maithon 400 kV D/C</li> </ul>
<b>Jharkhand</b>	
Tenughat Ext (630MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tenughat TPS-Ranchi 400kV D/C-200ckms.</li> <li>Existing TenughatTPS-Biharsariff 400kV S/C line will be charge at 400 kV.</li> </ul>

**Private Sector Generation Projects**

<b><u>Orissa</u></b>	
Ib Stage-II U 5 & 6 (2x250MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• IB TPS-Meramundali 400 kV D/C – 400kV operation. (The line is to be initially operated at 220kV under Stage-I. The line is under construction)</li> </ul>
Jorda Nuelpoi, CESC (500 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Jorada Nuelpoi-Ib TPS 400 kV D/C</li> </ul>
Auranga TPP, Tata Power (1000 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Auranga TPP-Maithon (PG) 400 kV D/C</li> </ul>
<b><u>West Bengal</u></b>	
Budge Budge Extn. WB+CESC JV (250 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existing system adequate</li> </ul>

**States of North-Eastern Region**

<b>Gen. Project</b>	<b>State Sector Generation Projects Transmission Scheme/Proposal</b>
<b><u>Assam</u></b>	
Lakwa W. H. (38 MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existing system adequate</li> </ul>
<b><u>Meghalya</u></b>	
Myntdu Stage-I (84MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Myntdu-Khliehriat 132kV D/C line.</li> </ul>
	<b>Private Sector Generation Projects</b>
<b><u>Tripura</u></b>	
Tripura gas ONGC (1050MW)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tripura Gas-Silchar 400 kV D/C Quad</li> <li>• Silchar-Bongaigaon 400 kV D/C Quad</li> <li>• Bongaigaon-Silliguri 400 kV D/C Quad</li> <li>• Purnea-Biharsharif 400 kV D/C Quad</li> <li>• Tripura Gas 400/132 kV Switchyard and 132 kV lines to Grid</li> <li>• Silcher 400/132 kV S/S and 132 kV lines to Grid</li> </ul>

## Chapter 8

# RESPONSE TO SUGGESTIONS AND COMMENTS ON DRAFT NATIONAL ELECTRICITY PLAN – TRANSMISSION

In this chapter, we have included the comments and suggestions received on the Draft National Electricity Plan – Transmission, and our response to the same. The comments and suggestions were received from the following utilities and individuals:

- Assam Electricity Regulatory Commission
  - Tripura Electricity Regulatory Commission
  - Kerala State Electricity Regulatory Commission
  - Government of Assam – Department of Power (Electricity)
  - Assam State Electricity Board
  - Meghalaya State Electricity Board
  - Tripura State Electricity Corp. Ltd.
  - Damodar Valley Corporation
  - Bihar State Electricity Board
  - Himachal Pradesh State Electricity Board
  - Power Transmission Corporation of Uttaranchal Ltd.
  - Rajasthan Rajya Vidyut Prasarn Nigam Ltd.
  - Gujarat Energy Transmission Corporation Ltd.
  - Chhatisgarh State Electricity Board
  - Transmission Corporation of Andhra Pradesh Ltd. (APTRANSCO)
  - Karnataka Power Transmission Corporation Ltd.
-

- Power Grid Corporation of India Ltd
- National Thermal Power Corporation Ltd
- Nuclear Power Corporation of India Ltd
- North Eastern Electricity Power Corp. Ltd.
- Mr. A. Raja Rao, Bangalore
- Reliance Energy Ltd.
- PTC India Ltd.

The comments were on issues relating to planning philosophy, criteria and issue specific matters, and also on details of generation programme and transmission programme. In respect of the comments on generation programme/schemes, we have adopted the programme as per the National Electricity Plan – Generation. In respect of discrepancies pointed out in the programme of transmission, particularly the 10<sup>th</sup> Plan programme, there were certain differences in these in the details as per the NEP – Transmission response letters of the utilities and the data that they furnish to CEA in the context of monitoring of progress of transmission schemes. We have updated based on the data furnished by the utilities to the Power System Project Monitoring Division of CEA which is the nodal Division in CEA for that purpose. The observations on studies have also been looked into while updating the studies.

Some of comments and suggestions relating to planning philosophy, criteria and issue specific matters, and our response to the same, are discussed below. This excludes parts of comments on issues considered outside the scope of Transmission Plan.

<b>Assam Electricity Regulatory Commission</b>	
<b>Reference: AERC's Letter No. AERC/170/2005/98 dated 05-10-2005 from the Secretary (AERC)</b>	
1.	<p>The Commission is not in agreement with the assumptions based on which the load of the North-Eastern Region has been shown to be less than the load indicated in the 16th Electric Power Survey. It is considered that the following factors be taken serious note of in this regard.</p> <p>The factor which is definitely responsible for any lower demand, which might have been the reality till now, is the absence of an adequate transmission network. ....</p> <p>As indicated in the Plan document, major investments in 9th plan were to create inter-regional connectivity between NER and ER, the capacity of which was built up to 1250 MW which is almost equal to the total Central Sector Generating Capacity of this region. There was no significant investment to facilitate adequate connectivity to the regional constituents. During 10th plan period there was no investment in the interstate transmission system of this region which resulted in a situation where most of the states are not in a position to draw their entire allocated power.</p> <p>Talking about Assam specifically, in addition to the absence of any fresh investment and construction of transmission lines by PGCIL, there has been the inability of the then ASEP to invest adequately for augmentation of State transmission capacity. However, the position is changing for the better and it is expected to change substantially in about 12 to 18 months, with the implementation of the Asian Development Bank (ADB) assisted package, with an investment of Rs. 409 Crores by the new Assam Power Grid Corporation Limited by putting up many new transmission lines, strengthening/ replacement/ augmentation of capacity of existing lines, establishment of new sub-stations and augmentation of existing sub-stations.</p> <p>Coupled with the investment in transmission under ADB package, the fairly far reaching improvements that are going to take place with the implementation of APDRP works, the execution of which had been unsatisfactory till last year but have picked up during the last 12 months ...</p> <p>In Guwahati, the Capital city of Assam demand is growing very fast ....</p> <p>Once these constraints are removed, there is no doubt to anybody closely watching the development of Guwahati city that demand will take off exponentially.</p> <p>Para 2.2 (9): ..... All calculations for evacuation of power from the North East will have to be very carefully gone into in detail in association with the states of the region and finalized only after discussion at adequately high levels.</p>



	<p><b>Response</b></p> <p>For determining transmission requirement for export of power outside NER, possibility of lower growth in local demand should not be ruled out otherwise there is an increased risk of bottling of power. Factoring the efforts being made to accelerate local load growth, load projections for NER have been reworked. Taking a 10% growth on unrestricted demand of 1500 MW for 2005-06 (the actual peak met was 1200 MW), revised projection is taken as 2660 MW by 2011-12.</p> <p>For determining strengthening in regional and states' transmission system with in NER, higher projection of 2790 MW as per 16<sup>th</sup> EPS or based on assessment of accelerated growth is to be adopted.</p>
2.	<p>Para 2.1.2 (c), bullet point 3: It is a welcome feature that the stipulation as to prior agreement with the beneficiaries is being given up. The concomitant requirement is that the recovery of the entire cost of construction of a line should not be done on a regional basis, and the cost recovery should be spread over the entire country. This is very relevant particularly in a Region such as the North-East, which is finding the burden of recovery of the investment of PGCIL unbearable. It is not known to what extent the very high transmission charges of PGCIL for the North-Eastern states has been caused due to the construction of the 400 kV transmission Inter Regional line between NER and Eastern Region. Looking at the present load on this line, it may be argued that perhaps there was no need for the line at the time when it was constructed. While it is considered appropriate to make investments earlier than later due to reasons of economy, loading the entire cost on the Region has been an undue and unfair burden. This resulted in a higher tariff having to be imposed on the consumers by the AERC than is justified. This practice should be reversed in this particular instance and such practices avoided in future.</p> <p>Para 2.2 (10): To fulfill the objective of "Electricity for All at affordable prices", it is to be ensured that cost recovery and return on equity are not the main guiding principles of the CTU, as otherwise the more backward states will not be able to sustain the resultant tariff and will not be able to achieve this objective.</p> <p>Para 2.2: (1) It is correct that similar levels of electric system irrespective of uneven disposition of generation resources, should be developed, but care needs to be taken to access financing for this on suitable terms so that the burden on the distribution systems and consequently on the consumers is not so much as to create tariff shocks.</p> <p>Para 2.2 (19) to (23): Adequate funding to ensure all these desirable objectives should be provided for, particularly for the backward North-Eastern states to ensure that they do not remain on paper only.</p> <p>Para 3.5 Optimum development of a growth plan requires not top down planning, which is very much against the emerging trend of decentralized planning, but strong regional and state specific planning along with a national outlook and, taking care of the local needs adequately while meeting the national goals.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>In designing the tariff, balance needs to be made between need of keeping lower tariff levels vis-à-vis sufficient returns so as to ensure the required investments for development of transmission system.</p> <p>If return on investment in transmission is not ensured, the development would need to be funded through some other levy or cess or by budgetary grant or other similar method. Sustainability of this kind of funding would need to be considered on all-India basis. This is a policy issue for consideration of the Central Government as well as State Governments.</p> <p>The states have to plan and implement transmission system in the states for meeting the local needs. This should be done matching with development in the regional grid system.</p> <p>While the basic responsibility to fund the state sector schemes is that of states, the need of funding assistance by the Central Government to the yet-to-be-developed states is also recognized.</p>
3.	<p>Para 2.1.2 (d): The capacity of State Electricity Regulatory Commissions to ensure that matching facilities with technology upgrades are provided at the state level, in respect of load dispatch facilities, will be limited by the amount of investment resources made available over which the ERCs have hardly any influence. Thus it will not be proper to put this responsibility on the ERCs.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>While approving the tariff of electricity in the States, the State ERCs look into revenue requirement of the State Transmission Utilities. This includes their investment plan in various development areas which could be prioritised to achieve the stated objective.</p>
4.	<p>Para 2.1.3 (e): It is true that adequate margins need to be provided along with redundancies. However, the level of investment required is likely to go up as a result. For recovery of such higher costs a formula for cost recoveries spread over a longer term, or any other suitable mechanism, has to be devised, since if recovery is to be done on as usual basis, the burden on the state distribution system is likely to be very high, and the resultant tariff might have to be determined at a level higher than called for on the basis of existing sales and create tariff shocks.</p> <p>Para 2.2 (8): Care needs to be exercised to see that while transmission lines are built with higher capacity and charged at lower capacity wherever deemed appropriate, cost recoveries are also suitably tailored to ensure equity.</p>

	<b>Response</b> In formulating the Transmission Plan, efforts have been made to strike a balance between margins/redundancies and cost.
5.	Para 2.1 (2) While it is right that adequate transmission capacity needs to be built up to optimally utilize the hydro-power potential in the North-East, the fact that the potential is seasonal, and despite the high capacity built up in terms of design energy, is unable to meet even the present requirements of Assam during the lean season, unless storage type projects are taken up, is to be taken proper note of.
	<b>Response</b> We agree. Importance of storage type hydro projects can't be over stated. There is an urgent need to have more of storage type of hydro projects.
6.	Para 2.2 (12): The comprehensive development of the Regional Grids should be the primary objective, to be completed on overriding priority so as to ensure that the regional demands are fully met before Inter-regional/National grids are taken up/ further expanded.  Para 2.2 (13): In this regard, the position of Assam is to be gone into in the absence of a complete regional grid for the North-East. To give a specific example, Meghalaya, the state adjoining Assam, where demand either exceeds 300MW or is very near to it, is served completely through the Assam transmission system in the absence of any regional grid with 400 kV lines. As such while it may be argued that Assam strictly speaking is adequately served with three 400 kV substations at Balipara, Misa and Bongaigaon, in fact all the load on the Assam system caused in the absence of a regional grid is to be taken note of and perhaps there is clear need for more 400 kV substations in this area.
	<b>Response</b> Additional 400kV substations in Assam could be considered and planned as and when the need is seen from technical considerations and the requirement could be covered as a system strengthening scheme.
7.	Para 2.2 (18) Private sector participation, while necessary and welcome, should be through a completely transparent process to avoid the pitfalls of many instances of power sector privatization witnessed so far.
	<b>Response</b> We agree.
8.	Para 2.2 (24): It is suggested that the full implications of this very important statement made in this para, almost bordering on directing what tariff should be set by the Regulatory Commissions, be gone into in specific consultation with CERC and all the state ERCs. Secondly, whether this "direction of flow of power" principle is being followed in setting the very high transmission tariff charged by PGCIL inside the region is a very important question to be closely gone into. To the extent the installations of PGCIL are geared to taking out power from the region without completely serving the region, the region should not be saddled with the highest transmission tariff in the country experienced at present.

	<b>Response</b> The direction of flow principle is basically to determine the allocation of transmission charges amongst all the beneficiaries on National basis. The proposal has no impact on total transmission tariff charged by PGCIL. It is to pool transmission charges of all regional and inter-regional transmission systems and allocate amongst the beneficiaries depending on distance and direction of power flow of their power transactions through the transmission network. It will not only help to moderate the high transmission tariffs on NER but also pass on the advantage of proximity to generation resources.
9.	Para 2.2 (4): The coordination between STUs and the CTU needs to be made a dynamic one based on equal partnership.  Para 2.3.1: Planning for any inter-state transmission system has to be done taking into account the full needs as well as the potential needs of a state, carefully assessed in close association with the state.
	<b>Response</b> We agree. Regional Transmission Planning is already being done in close association with the state utilities.
10.	Para 2.3.2: Optimization of resources at a country wide level has to be preceded by optimization at the state level, with due regard to the needs as well as the potentials of the state. The goal of national optimization, uni-directionally pursued may leave the backward North-eastern states more backward.
	<b>Response</b> To achieve the objective of development of transmission system across the country so that all areas could have similar level of electricity system (Growth Objective (1) of para 2.2), care would need to be taken to specifically plan schemes for less developed areas.
11.	Para 3.4 There are no objections to progressive harnessing of NER resources on All India basis provided the needs of the region are heard first and attended to.
	<b>Response</b> We agree.

**Tripura Electricity Regulatory Commission**
**Reference: TERC's Letter No. 24/TERC/04/937-43 dated 24-10-2005 from the Secretary (TERC)**

- |    |  |
|----|--|
| 1. | Going through the soft copy' on the net, it was quite astonishing to see that North-eastern power utilities or electricity regulatory commissions were not consulted. Transmission Planning and Monitoring Committee understood, not to have considered the real position in |
|----|--|

	<p>existence in respect of available generation load, intra- state transmission and transmission scheme required for evacuation of planed generating capacity for 11 th &amp; 12th Plan.</p> <p>It is true that north-eastern States could not build up their transmission and sub- transmission system in the past due to various reasons or absence of proper central monitoring and coordination.</p> <p>As per agenda of National Electricity Policy and Mission Power for all by 2012, there is a need to discuss with the north-eastern States, to take note of ground situation, to make futuristic appropriate plan and monitor it strictly. It is understood that Tripura is unable to draw its full central sector share of 129 MW although it pays its fixed charge annually.</p> <p>The above needs special consideration and dispensation.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>The draft plan document was put on web site for comments and suggestions and regional consultations were also held. The plan document has been updated taking into consideration the feed backs.</p>
<p><b>Kerala State Electricity Regulatory Commission</b></p>	
<p><b>Reference: KSERC's Letter No. KSERC/National Ele. Plan/2005/1196 dated 10-10-205 from the Secretary (KSERC)</b></p>	
1.	<p>Now utilities are resorting to Merit Order Purchase based on the cost of generation only. In this case, the transmission loss that may occur due to the flow of power through different lines in the interconnected system is not considered. Some of the lines may become overloaded if power is availed of from some particular generating Stations while some others under utilised. Hence Transmission losses also have to be considered while deciding the merit order by the SLDCs. This aspect may please be looked into.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>To reflect the implication of loss differential in purchase costs, either the transmission tariff design or the algorithm for operational loss accounting needs to be modified.</p>
2.	<p>As per available information the Kudankulam Nuclear Power Station is expected to be completed by 2007. It is noted that as per Chapter 6 of the National Plan, under SR the Kudankulam evacuation system is included in the XI. Plan (2007-12) only. If the Kudankulam Plant is commissioned in time there will not be adequate power evacuation facilities for the 2000 MW project. Hence this evacuation system may be advanced and included in the X plan.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>Transmission system for power evacuation from Kudankulam has been programmed matching with the generation programme.</p>
3.	<p>All STUs will have to plan transmission lines under various loading conditions and execute such works in a time-bound manner. The agency responsible for pursuing STUs for developing their transmission system as per future needs will have to be specified in the plan.</p> <p>As the National Electricity Plan aims at long term open access in intra State level, the network expansion have to be planned and implemented by the STUs keeping in view, inter-alia the anticipated transmission needs that would be incident on the system in the open access regime after identifying the requirements in consultation with the stake holders and considering the generation projects.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>As per Electricity Act 2003, section 39(2), the responsibility for planning and development of intra-state transmission system has been entrusted with the State Transmission Utilities.</p> <p>While approving the tariff of electricity in the States, the State ERCs look into revenue requirement of the State Transmission Utilities. This includes their investment plan in various development areas which could be prioritised to achieve the stated objective.</p>
4.	<p>The expansion of the Rajeev Gandhi combined Cycle Project of NTPC at Kayamkulam In Kerala with LNG fuel is planned for XI th Plan. It is found that in the XI th plan programme of SR expansion scheme, there is no proposal for Transmission system for Kayamkulam. This point may also have to be looked into.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Transmission system for power evacuation from Kayamkulam has now been included in this revised plan document.</p>

**Government of Assam – Department of Power (Electricity)**

**Reference: DoP GoA's Letter No. PEL/ 190/2005/192 dated 06-10-2005 from the Deputy Secretary Power (Elect.) Deptt.**

1. **Chapter 2, Para 2.1.2 (c), bullet point 3:** Large network expansion both by CTU & STU in North-East is necessary not only to evacuate power from large Hydel & Thermal stations but also to ensure balanced and comprehensive distribution of power in the N.E. Region. Earlier CTU viz. PGCIL while expanding the network loaded the cost of construction in the North-Eastern region only for which highest transmission charge in the country is being borne by the consumers of NE. As the network will be expanded by CTU for the benefit of other regions also, cost recovery should be spread over all the interconnected regions and not be loaded on the North Eastern Region as has been done in the past leading to unjustifiably high transmission charges.  
Large expansion by STU in Assam is also necessary for consumption of available power in the NE. Hence, inflow of fund for such purposes is of emergent necessity.
- Chapter 2, Para 2.1.2 (d):** While state of art communication and data acquisition facilities in State Load Dispatch Centre of Assam is a must, large investment will be necessary for the purpose especially in the communication sector in Assam. Comments of AERC in this regard may also be taken note of. The state power utilities will have to take steps for technology upgradation in the communication sector. However sufficient funds need to be made available to them.
- Chapter 2, Para 2.1.3 (e):** At present, the transmission system in the NE region is not adequate. In order to provide adequate margins as well as provide for redundancy in the transmission system, lot of investment will be required in the whole NE region and especially Assam. Hence, unless the cost recoveries are spread over a longer period, the state distribution companies may not be able to bear the burden of such huge investment. To ensure the viability of the distribution sector companies in the region, assistance from Central Govt. or other agencies is inevitable. Further, since all the regional Transmission grids are connected, the transmission tariff should be same for all regions in the country.

	<p><b>Response</b></p> <p>High transmission tariff in the NER is a matter of concern. An attempt has been made to propose a solution in para 4.7.6 of this revised document. Further issues relating to development of transmission system in NER have also been discussed in para 4.7.</p> <p>The states have to plan and implement transmission system in the states for meeting the local needs. This should be done matching with development in the regional grid system.</p> <p>While the basic responsibility to fund the state sector schemes is that of states, the need of funding assistance by the Central Government to the yet-to-be-developed states is also recognized.</p>
2.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2: (1)</b> The proposal is welcome provided sufficient investment is made by the Government of India thereby ensuring no additional burden falls on the weaker categories of consumers specially in NE.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree.</p>
3	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (2)</b> In a larger context, planning of Transmission lines taking into above consideration may be a correct proposition but the shortage that prevails in the NE region during lean hydro season should also be taken note of and hence there should be optimal thermal generating capacities in the N.E. Region also based on coal and gas.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree.</p>
4.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (4):</b> For a region like North East, the coordination between STUs and the CTU needs to be made a dynamic one based on equal partnership. In this connection it is relevant to mention that some of the present inter-state transmission of electricity between adjacent smaller states like Assam, Arunachal Pradesh, Meghalaya, Tripura, Mizoram and countries like Bhutan are under the State Transmission Utilities. After the new transmission policies are notified, these will come under Central Transmission Utility as per Section-38 of Indian Electricity Act-2003. The State of Assam / AEGCL does not have any objection to handing over the interstate lines subject to payment of adequate compensation and ensuring smooth flow of power to the State of Assam wherever such lines were used for importing power to the state of Assam.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree that STUs and CTU coordination should be dynamic and based on equal partnership.</p> <p>The proposal regarding handing over of the inter-state lines of state needs to be discussed in the Regional Standing Committee on Power System Planning and the RPC. Issue of tariff for inter-state lines may be taken-up with CERC.</p>



5.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (8):</b> While transmission lines are built with higher capacity and charged at lower capacity wherever deemed appropriate, cost recoveries also should be suitably tailored to ensure equity and prevent overloading of unnecessary charges on the State utilities. The construction of the 400kV line from Balipara to Malda was completed in IX Plan. But till now, the line is under utilized which got reflected in a high transmission tariff.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>In designing the tariff, balance needs to be made between need of keeping lower tariff levels vis-à-vis sufficient returns so as to ensure the required investments for development of transmission system.</p> <p>If return on investment in transmission is not ensured or delayed, the development would need to be funded through some other levy or cess or by budgetary grant or other similar method. Sustainability of this kind of funding would need to be evaluated by the Central Government as well as the State Governments. If development is planned on self sustaining basis, mechanism for adequate recovery of tariffs is necessary.</p>
6.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (9):</b> While harnessing the Hydro power from NE region, an extra high voltage transmission system will be required considering reduction of line loss in such a long transmission network. In doing so, the following points should be kept in mind:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. While allocating power to the NE constituent states, the projected demand of the region must have to be ascertained accurately and provided for totally especially in the lean season. This has to fully catered for before any surplus power is transmitted outside the region even in an open access regime.</li> <li>2. All the NE states are economically and industrially backward and hence need assistance from all sides to meet the growing power needs.</li> </ol> <p><b>Chapter 2. Para 2.2 (10):</b> As the plan mainly intends to harness the Hydel potential of the NE region, the development of an adequate transmission system should be incorporated in the plan such that NE region also may be fully benefited to fulfill their demand from these generating plants. In doing so, the cost recovery and return on equity should not be the only criteria for fixation of Transmission tariff. The unique conditions of N.E. Region demands special consideration not necessarily commercial. Necessary arrangement need be ensured so that the power generated in the region is optimally consumed in the region and can lead to economic development of the region.</p> <p><b>Chapter 2. Para 2.2 (12):</b> To meet up the regional demand, the development of the regional grid is utmost necessary and it should be prioritized so as to meet their realistic demands over and above expansion of any inter regional transmission network.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>The issue has now been discussed in para 4.7 of this revised document and the required clarification added taking into account the observations of Assam and other NER states in this respect.</p>

7. **Chapter 2. Para 2.2 (13):** While implementing this clause, in case of NE states it is required to draw attention to the following points:
1. In the absence of an adequate transmission and distribution network, proper fulfillment of the demand of the region was not met in the past and hence the real demand is not being reflected in the present levels of electricity consumption.
  2. Though the region has high hydro potential, there was little investment in the past to harness it.
  3. PGCIL also had not done any significant work to improve the transmission system in the region in the IX Plan and in the Xth Plan also it has not taken up any major transmission lines. There is no 220kV connectivity to any states of the region except Assam till now. For the reasons mentioned above, the region is remaining industrially backward and the growth of electricity became less in the past years. But, now there is lot of investment to improve the power scenario specifically in Assam. GoA /ASEB is taking loan from ADB to the tune of 250 Million USD for restructuring of ASEB and improvement in the transmission and distribution network. GoI has also assisted with 655 Crore under APDRP besides other assistance namely NLCP / PMGY etc. GoA has taken a new RE policy to improve power supply in the remote areas and ensure connectivity to all. Hence, demand will definitely grow at a much higher pace than before and this critical factor needs to be factored in any grid planning.
- Chapter 2. Para 2.3.1:** In developing the inter-state transmission system, the data collected should be authentic and genuine. Otherwise, transmission planning may face failure. While planning for any inter-state transmission system, the full needs of a state may be carefully assessed in close association with the state agencies/utilities.
- Para 4.2:** As explained in Para above, the projection of availability and requirements need to be further reviewed on a realistic basis in consultation with the state entities.
- Para 4.3** The projected demand of North-Eastern region in the year 2012 will be 2790MW as per 16th EPS and 2160MW as per growth trend of 7.5%. For calculation of future transmission requirement the demand shown by 16th EPS should be taken for NE region, as the growth of electricity demand in NE region is being suppressed due to various constraints in the past years as already explained in Chapter 2 Para 2.2 (9). It is not understandable as to on what assumptions the load of the N.E. Region has been shown to be less than the load indicated in the 16th Electric Power Survey. Considering the investments being made in the transmission and distribution network in the state, the load factor should in fact be more than the projections made in the 16th EPS which was done in the late nineties. It needs to be appreciated that transmission constraints was one of the crucial bottleneck in load growth. There was an absence of adequate transmission network. PGCIL has not taken up any major regional transmission lines in the 9th or 10th Plan periods in the North East. Had there been adequate PGCIL regional transmission network, the demand factor would have been much higher. Compounded with this, there was a lack of investment, due to the financial constraints, by ASEB in augmentation of their transmission capacity. However, there is a substantial investment being made in the transmission side under the ADB package which will lead to an exponential growth in the load factor. This aspect has to be suitably factored in.

	<p><b>Response</b></p> <p>For determining transmission requirement for export of power outside NER, possibility of lower growth in local demand should not be ruled out; otherwise, there is an increased risk of bottling of power. Factoring the efforts being made to accelerate local load growth, load projections for NER have been reworked. Taking a 10% growth on unrestricted demand of 1500 MW for 2005-06 (the actual peak met was 1200 MW), revised projection is taken as 2660 MW by 2011-12.</p> <p>For determining strengthening in regional and states' transmission system within NER, higher projection of 2790 MW as per 16<sup>th</sup> EPS, or based on assessment of accelerated growth, is to be adopted.</p> <p>We agree on importance of proper data. However, in assessing the inter-state transmission requirement, the focus has also to include the possibility of loads in some states not growing at the desired high rate and consequent need of higher transmission capacity for export of power so as to minimize risk of power getting bottled up.</p>
8.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (19) to (23):</b> The present SLDC in Assam is not equipped with display of data and proper communication system for SCADA etc. For voice communication the PLCC system requires complete renovation. The present microwave system installed under ULDC project is inadequate for meeting the requirement and hence it is to be updated by fibre optics communication system by making necessary investment.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree that to the necessity of upgrading the communication system.</p>
9.	<p><b>Chapter 2. Para 2.2 (24):</b> While determining the principle, the transmission tariff should not be detrimental to the interest of the backward NE states. In fact the State of Assam reiterates its demand for a single Transmission Tariff for the whole country. Further there should be suitable funding provisions for all such activities.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree. CEA has proposed zonal matrix transmission tariff, which would be a National tariff with distance and directional sensitivity and in which the advantage of being nearer to generation resources would also be passed on for local development.</p>
10.	<p><b>Chapter 2. Para 2.3.2:</b> There should first be optimization of resources at the state level and for such purposes, necessary steps should be taken to assist the STUs to upgrade the priority transmission lines and sub-stations as decided by the STUs.</p> <p>The funding provided should be adequate to enable the State/ ASEB/ Transco to carry out the work mentioned here effectively. The present situation on this is not satisfactory.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>We agree to the need of priority for development in the STU network. However, this is basically responsibility of the States and apart from seeking Central assistance in funding, the State would also need to implement reforms within so as to gradually achieve self-sufficiency.</p>
11.	<p><b>Paras 2.3.4 and 2.3.5:</b> Due importance should be given for the presence of the representatives of state transmission utilities in the standing committee meetings for finalization of the transmission proposals so as to ensure meaningful &amp; participatory decision making.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Equitable participation and finalization of transmission proposal through general consensus of all is already being practised in the decision process adopted by the Regional Standing Committees on Power System Planning.</p>
12.	<p><b>PARA 2.4 :</b> For future expansions and modifications in the transmission system within the States, the highest voltage level of transmission of electricity may be kept at 400kV instead of 220kV for the State Transmission Utilities.</p>
	<p><b>Response</b> With development of regional transmission system, the requirements in the intra-state system are expected to be mostly at 220kV and below. However, where necessary, the States would need to have intra-state system at 400kV as well.</p>
13.	<p><b>Paras 3.1 and 3.2:</b> There is need for development of strong regional grid in the North East. The other State power utilities in the NE region except ASEB (AEGCL) do not have any 220/132 kV sub-station at present and this crucial gap needs to be filled in urgently.</p>
	<p><b>Response</b> We agree.</p>
14.	<p><b>Para 3.3:</b> The north-eastern region is severely affected by the inadequate transmission network available at present. Unless action plan is prepared to address capacity addition, evacuation and management of the grid in a manner that benefits the constituent states, people of this region shall not be able to enjoy the benefit of the power potential available in the region. As such it is perhaps not the appropriate time to shift transmission planning from regional to national concept so far north east is concerned and the regional emphasis needs to be focused on.</p> <p><b>Para 3.4</b> The region should get due attention while harnessing NER resources on All India basis</p> <p><b>Para 3.5:</b> While developing national and regional grid system, the state's needs should be given due attention and hence the matrix should be on a national perspective with a predominant regional &amp; state specific planning.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Planning on national concept does not mean any dilution of regional emphasis. The need is to plan and develop the system meeting the national needs as well as regional needs and also the states' needs, all together in a coordinated manner.</p>

<b>Assam State Electricity Board</b>	
<b>Reference: ASEB's Letter dated 24-10-2005 from Mr. S C Das</b>	
1.	<p><b>LOAD OF THE NORTH EASTERN REGION:</b></p> <p>The draft National Electricity Plan -Transmission (July 2005) has shown the power demand of the North Eastern Region in 2011-12 as 2160 MW against the load indicated for the same year in the 16th power survey as 2790 MW. It appears that while arriving at the figure, situation leading to low growth of demand than what was projected in the power survey is not taken into consideration.</p> <p>In the absence of any major regional transmission lines taken in the 9th &amp; 10th plan period in the North-East, load growth was affected by inadequate transmission network available in the region over the years. This led to a situation where most of the states were not in a position to draw entire allocated power as the growth of demand is higher than what the system is able to deliver.</p> <p>However, with the investment that is being made in the transmission sector with the assistance from Asian Development Bank, recent implementation of APDRP work, load growth in the region will take place in a faster pace in the coming year.</p> <p>Furthermore, GOI has recently launched the RGGVY Scheme to achieve 100% household electrification by 2009 which will facilitate further growth of demand.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>For determining transmission requirement for export of power outside NER, possibility of lower growth in local demand should not be ruled out; otherwise, there is an increased risk of bottling of power. Factoring the efforts being made to accelerate local load growth, the load projections for NER have been reworked. Taking a 10% growth on unrestricted demand of 1500 MW for 2005-06 (the actual peak met was 1200 MW), revised projection is taken as 2660 MW by 2011-12.</p> <p>However, we agree that for determining strengthening in regional and states' transmission system within NER, higher projection of 2790 MW as per 16<sup>th</sup> EPS or based on assessment of accelerated growth, is to be adopted.</p>
2.	<p><b>COMMON UNIFIED TRANSMISSION TARIFF IN THE COUNTRY:</b></p> <p>The issue related to high transmission charge of 35 paise per unit in the NE region as compared to 10-12 paise in the other region needs to be resolved in the national perspective. The NE region needs special attention to keep pace with development work to keep parity with other region of the country. The region in spite of having high power potential, can not compete with the cost of power in the other regions of the country. Since all the regional transmission grids are connected, the transmission tariff should be same for all regions in the country.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>CEA has proposed zonal matrix transmission tariff, which would be a National tariff with distance and directional sensitivity.</p>
3.	<p><b>EVACUATION OF POWER BY THE YEAR 2012:</b></p> <p>(a) At present the transmission system in the NE region is not adequate. In order to provide adequate margin and redundancy in the transmission system, lot of investment will be required in the whole NE region. This may be mentioned here that the other state power utilities in the NE region except Assam (AEGCL) do not have any 220/132kV sub-station at present.</p> <p>(b) In Assam at present 5 Nos., 220/132kV sub-stations with the transformation capacity of 660 MVA only. With the commissioning of Agia and Namrup under ADB project No.2037-IND and other central supported NLCPR project, ASEB will have total 7 nos. 220/132kV sub-station with transformation capacity of 1085 MVA by around year 2008.</p> <p>(c) For accommodating the projected load of 2790 MW in the year 2012 at least 5 nos. of new 220/132 kV sub-station must be commissioned in the NE region and some of the existing transformer capacities are to be augmented.</p> <p>(d) Assam and other constituent states of NE region have at present 6 nos. of 220kV intake points which can transmit 1200MW only. To meet the load demand of the year 2012, at least 12 more intake points are to be installed. The state power utilities will have to arrange for these intra-state transmission lines. Therefore, PGCIL must provide the infrastructure (Line bays) for drawal of power through 220kV line for these 12 nos. additional intake points and at the same time they have to augment their 400/220kV transmission capacity from the present 945MVA to 2000MVA or more.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Additional connectivity from regional system to intra-state system needs to be provided corresponding to increased share of Assam from Central sector generation. While ASEB would need to plan and implement strengthening in the State's transmission system, the requirement for strengthening needed in the regional grid may be taken up in the Regional Power Committee and Regional Standing Committee on Power System Planning.</p>

4.	<p><b>EVACUATION OF POWER BY THE YEAR 2012:</b></p> <p>(e) The proposed HVDC Biswanath Chariali to Agra transmission line will have the only pooling station in the NE region at Biswanath Chariali and as such power pooling through the bipole sub-station will not be available to the NE region if provision for power drawal at 220kV be not provided there. PGCIL/Constituent states of NE region should have a master transmission plan to evacuate the allocated shares of this mega project (Subansiri Hydel Project) to the constituent states of NE region including Assam. Assam needs a 400kV line connected with a 400/220kV, 315MVA sub-station in Upper Assam so as enable to draw power from Balipara / Biswanath Chariali sub-station where power from the major Hydel projects of NE region are going to be concentrated.</p> <p>PGCIL should provide ASEB and other constituent of NE region the inter-state / inter-regional system plan at the earliest so that they can start their own system designing.</p> <p>(f) For future expansion and modifications in the transmission system within the states, the highest voltage level of transmission of electricity may be kept at 400kV instead of 220kV for the State Transmission Utilities</p>
	<p><b>Response</b> The plan of development of regional transmission system in NER has now been included in this revised document under para 4.7.9</p> <p>With development of regional transmission system, the requirements in the intra-state system are expected to be mostly at 220kV and below. However, where necessary, the States would need to have intra-state system at higher voltages as well.</p>
5.	<p><b>RELIABILITY FACTOR OF THE TRANSMISSION NETWORK:</b></p> <p>Contribution of POWERGRID in rendering interconnectivity through their 400kV and 220kV transmission lines is appreciated. However, due to collapse of a number of towers of the 400kV Kathalguri -Mariani and Kathalguri -Misa lines in the last year, the entire generation of the Kathalguri Power Station remained un-evacuated. This resulted in a forced load shedding in the region. There have been Instances of outages of the 400kV lines in the region for durations ranging from 10 days to more than a month, causing severe financial losses to NER states in the form of payment of fixed charges to the generators and at the same time payment of equivalent UI rate if power is arranged from other sources. In the present ABT system, the generator is entitled to recover its fixed charges as per the declared capacity in spite of absence of actual generation during contingency periods. Under such contingency the CTU should pay compensation to the beneficiaries.</p> <p>There is another aspect of such contingencies. During the last financial year, the 400kV POWERGRID line tripped on six occasions in different locations in the NE region and all these six failures were due to tower collapse. Naturally there arises a need to examine the necessity of a high level study of the design of the towers to avoid reoccurrence of such event so the region's economy and the public do not suffer due to any lacuna on the part of any of the utilities.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>Continued efforts are needed to have better and better designs so that tower failures could be minimized. However, as the cost economics dictates adopting certain minimum level of failure risk, adopting a total no failure approach would be very expensive.</p>
6.	<p><b>INTER-STATE TRANSMISSION OF ELECTRICITY</b></p> <p>Some of the present inter-state transmission of electricity between adjacent smaller states like Assam, Arunachal Pradesh, Meghalaya, Tripura, Mizoram and countries like Bhutan are under the State Transmission Utilities. After the new transmission policy is notified, these will come under Central Transmission Utility as per Section-38 of Indian Electricity Act-2003. The State of Assam / AEGCL does not have any objection to handling over the interstate lines subject to payment of adequate compensation and ensuring smooth flow of power to the State of Assam wherever such lines are used for importing power to the state of Assam.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>The proposal regarding handing over of the inter-state lines of state needs to be discussed in the Regional Standing Committee on Power System Planning and the RPC. Issue of tariff for inter-state lines may be taken up with CERC.</p>
7.	<p><b>FINALISATION OF TRANSMISSION PROPOSALS BY THE REGIONAL STANDING COMMITTEE, POWERGRID</b></p> <p>While planning for any inter-state transmission system the full needs of a state may be carefully assessed in close association with the state. Due importance should also be given for the presence of the representatives of state transmission utilities in the standing committee meeting for finalization of the transmission proposals.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Equitable participation and finalization of transmission proposal through general consensus of all is already being practiced in the decision process adopted by the Regional Standing Committees on Power System Planning.</p>
<b>Meghalaya State Electricity Board</b>	
<b>Reference: No. MTL/2005/194/11 dated 24<sup>th</sup> March 2006</b>	
Meghalaya State Electricity Board have stated "Found in order" to the Draft National Electricity Plan – Transmission.	



<b>Tripura State Electricity Corp. Ltd.</b>	
<b>Reference: TSEC's Letter No. CMD/5.0/4796 dated 20-10-2005 from the CMD (TSECL)</b>	
1.	TSECL have given various system strengthening schemes, reliability improvement schemes, new proposals at 132kV and 66kV levels and also evacuation system from 1000 MW ONGC Tripura Power Project.
	<b>Response</b> The suggestions were duly considered while finalizing the plan document.
<b>Damodar Valley Corporation</b>	
<b>Reference: DVC's Letter No. EDCON/SPM/CEA/587 dated 09-11-2005 from the Chief Engineer (PSR)</b>	
1.	<p><b>Transmission System for Hydro Development in NER</b></p> <p>National Electricity Plan envisages hybrid network of HVDC and high capacity AC transmission system for evacuation of hydel power from NER (with a potential of 30-35 GW) to Northern/Western region through the chicken neck stretch between North Eastern &amp; Eastern Region. The necessity for advance action in this respect is fully appreciated in view of critical constraints in ROW. However, it is suggested to extend the option to ER utilities for sharing the hydel power in accordance with their requirement, before firming up the beneficiaries beyond the region.</p> <p><b>Response</b></p> <p>While allocating power from hydro projects in NER, the needs should be considered on all-India level based on projected requirement and availability position of each of states in NER, ER as well as NR, WR and SR. The allocations should also facilitate development of the transmission system.</p>
2.	<p><b>Speedy Implementation of the transmission project</b></p> <p>The following constraints are coming in the way for speedy and timely completion of transmission projects envisaged in the Plan:</p> <p>(i) Delay in clearance of land acquisition cases-Substation adopted in the 10<sup>th</sup> Plan programme in DVC cannot be taken up because of inordinate delay in land acquisition/allotment at Dhanbad (since Oct., 02) Gola (Since Nov., 02), Giridih (since Feb.04) in the State of Jharkhand &amp; Ulluberia (since April 02) in the state of West Bengal.</p> <p>(ii) Delay in processing of forest clearance proposal and approval thereof- the problem is compounded as the jungle jhari is also considered at par with the forested land. The stretches of jungle jhari are difficult to be identified on survey/physical inspection and also they are not demarcated in the forest map.</p> <p>(iii) ROW problem by way of stiff resistance from the land owners and other local factors causing frequent interruption of work and idling of labour. DVC is experiencing severe problem of inadequate response in participation especially in case of transmission line project tenders.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>We agree that obtaining the ROW and acquiring land for substations is becoming more and more difficult. Persistent and timely efforts are needed to resolve the issues.</p>
3.	<p><b>Tariff Issues</b></p> <p>Eastern region is projected to remain surplus in power generation till foreseeable future. Therefore, substantial quantum of power is likely to be exported by the ISGS to the deficit regions. While making the matching transmission system for the purpose, suitable tariff mechanism needs to be evolved so that the eastern regional beneficiaries are not unduly burdened to bear the cost of inter-regional lines/links.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We agree that there is a need for new transmission charge sharing formula.</p> <p>The constituents of ER who would utilize the transmission system for export of their surplus power, would need to share appropriate proportion of transmission charges so that those who are not participating in such transactions are not burdened with additional transmission charges for the incremental transmission system. Alternatively, the power importers outside ER could share the transmission charges for transmission system within ER based on long-term PPAs.</p>
<b>Bihar State Electricity Board</b>	
<b>Reference: BSEB's Letter No. 27/Misc-1031/2004/1190 dated 25-11-2005 from the Member (Technical)</b>	
1.	<p>The assessment of demand &amp; surplus in the eastern region should be based on realistic assessment in view of massive electrification programs. The power sector in the State of Bihar is being expanded to bring per capita consumption of 1000 units by 2012 in line with national Policy. This will require average availability of 10275 MW by 2012 for Bihar only. It may be appreciated that massive investment in the power sector is being made under APDRP and RE schemes together with electrification of more than 50% villages &amp; 96% rural house holds. As such, the demand for power in the State of Bihar will grow faster as compared to other states &amp; the projection based on 6% growth will not hold good. Before computation of surplus from the eastern region, the requirement of Bihar has to be taken care of.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>Projection for demand growth for ER has been reworked taking into account the efforts in states' transmission, sub-transmission and distribution system and the latest trends.</p> <p>The updated projection for peak demand by 2011-12, taking 10% growth on current (2006) demand level of 9500 MW, is 16840 MW as against 16<sup>th</sup> EPS projection of 15670 MW.</p>
2.	<p>Several inter-regional transmission lines have been proposed in the draft Plan. BSEB will not be in a position to share the cost of transmission lines unless it is specifically discussed in appropriate forum and concurred. In view of this, charging service of ABT &amp; power to adding appropriate cost sharing formula also need to be worked out.</p> <p><b>Response</b></p> <p>We agree that there is a need for new transmission charge sharing formula.</p> <p>The constituents of ER who would utilize the transmission system for export of their surplus power, would need to share appropriate proportion of transmission charges so that those who are not participating in such transactions are not burdened with additional transmission charges for the incremental transmission system. Alternatively, the power importers outside ER could share the transmission charges for transmission system within ER based on long-term PPAs.</p>
<p><b>Himachal Pradesh State Electricity Board</b></p> <p><b>Reference: HPSEB's Letter No. HPSEB/CE(SP)/DB-W-126/2005/6019 dated 24.10.2005 from the Chief Engineer (SP)</b></p> <p>HPSEB have given their comments/suggestions on transmission proposals for evacuation system for Kol Dam, Parbati II, Parbati-III, Chamara-III, Rampur and other future hydro generation projects in H.P. and related system strengthening schemes. Their suggestions in respect of regional transmission system have been considered while revising the plan document. Some of their suggestions regarding provision of 220kV bays etc. would be further discussed when detailed scope of each scheme are firmed-up in the Regional Standing Committee on Power System Planning.</p>	
<p><b>Power Transmission Corporation of Uttaranchal Ltd.</b></p> <p><b>Reference: PTCUL's Letter No. 840/MD/PTCUL/Transmission Programme 2006-2007/CEA dated 10-10-2005 from the Managing Director</b></p> <p>PTCUL have given their comments/suggestions on transmission proposals at 400kV, 220kV and 132kV in Uttaranchal. Their suggestions which would form part of regional transmission system have been considered while revising the plan document.</p>	

<b>Rajasthan Rajya Vidyut Prasarn Nigam Ltd.</b>	
<b>Reference: RVPN's Letter No. RVPN/CMD/PS/D No 856 dated 19-10-2005 from the Chairman &amp; Managing Director</b>	
1.	<p>We highly appreciate the efforts made by CEA in drawing up the draft National Electricity Plan - Transmission. This will facilitate coordinated development of transmission system for harnessing generation potential particularly hydropower located in far Northeastern and Northern Region. Development of National grid &amp; strong inter-regional transmission will go a long way in transfer of surplus power as per prevailing load demands in different regions.</p> <p>Our observations/suggestions with respect to various clauses of the Draft National Electricity Plan - Transmission are as under: -</p> <p>Growth objectives (clause 2.2)</p> <p>Requirement of system strengthening for providing non-discriminatory open access for trading have been highlighted in Clause 2.2(5) &amp; 2.2 (2). Provisions for spare capacities for facilitating open access &amp; trading may lead to development of excessive redundancies with high incidence of transmission charges on long-term beneficiaries.</p> <p>Development of regional grid stations (preferably a 400 kV S/S) at all place where demand exceeds 300 MW (clause 2.2 (13) would improve quality and reliability of power supply to important load centers. It is suggested that 400 kV grid stations created by State Transmission Utilities may also be treated a part of the Regional Grid subject to approval by the Standing Committee of CEA.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>As stated in para 2.2 (5), for the power flows arising from trading in electricity, the augmentation of the system, <u>which would dovetail into the perspective transmission plan</u>, would be planned. As such, in the long-run, the transmission capacities would have adequate utilization and hence reasonable transmission charges.</p> <p>The proposal for treating 400kV grid substations of the State Transmission Utilities as part of regional grid may be taken-up in Regional Power Committee and also with CERC for tariff purpose.</p>

2.	<p><b>Development of National Grid (clause 5.3)</b></p> <p>Inter-regional transmission capacities for development of National Grid in 10<sup>th</sup> Plan have been identified. Similar identification also needs to be made for 11<sup>th</sup> Plan. Implementation of transmission system identified as part of National Grid needs to be accorded higher priority to facilitate cost effective transmission of power across the regions. There should be a uniform tariff for national grid under a national postage stamp method. After development of adequate generation capacity and associated transmission system concept of transmission tariff based on distance and direction of flow could be introduced for signaling choice in locating new generation capacity and optimum utilization of available transmission capacity.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>A chapter on development of National Grid has been included in this revised document.</p> <p>Uniform postage stamp tariff for national grid would distort choice of new generation capacity and would lead to non-optimum development. Therefore, it is necessary that distance and directional sensitivity is factored in the very first design of national tariff.</p>
<b>Gujarat Energy Transmission Corporation Ltd.</b>	
<b>Reference: GETCO's Letter No. VP (Projects)/SE-I/System/3860 dated 27-10-2005 from the Vice President (Projects)</b>	
1.	<p>GETCO have given various suggestions in respect of some of the discrepancies / additions/deletions in the network as given in the Chapter 5 and Chapter 6 of the draft NEP-Transmission.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>These suggestions have been suitably considered in this revised document of National Electricity Plan – Transmission.</p>
<b>Chhatisgarh State Electricity Board</b>	
<b>Reference: CSEB's Letter No. CE Tr./CSEB/CEA/2081 dated 12-09-2005 from the Chief Engineer (Transmission)</b>	

1.	The estimation of peak and off peak demand for winter, monsoon and summer season in respect of Western Region as under chapter 4, page 2 and as suggested are:		
	Scenario	Demand as % of peak as given	Demand as % of peak as suggested
	Winter peak	100%	100%
	Winter off-peak	65%	70%
	Monsoon peak	90%	80%
	Monsoon off-peak	65%	65%
	Summer peak	100%	100%
	Summer off-peak	70%	80%
	<p>1. The increase in off-peak demand of winter and summer season has been suggested looking to the fact that the Western Region is a deficit power region and therefore, to compensate for the unavailability of power supply during day period/peak, the load such as irrigation load or cooling load appears during night hours/off peak hours also. The monsoon peak generally settles down to 80% and not at 90%.</p> <p>2. Similarly the generation availability of good thermal sets has been taken as 85% for winter, 75% for monsoon and 80% for summer season. This may also need re-thinking on the basis of actual performance of the generating sets and the sets outages for annual overhauling during monsoon season. Therefore, revising the generation availability of 80% both for winter and summer and 70% for monsoon season seems to be practical.</p> <p>3. It is seen that in spite of high hydel/thermal mix in North-Eastern Region, monsoon and summer availabilities have been taken as same as for low hydel/thermal mix generation.</p>		
	<p><b>Response</b></p> <p>The normative percentage of generation and demand, during different seasons/time of day, are for overall estimation of availability and demand to assess the transmission requirement.</p> <p>Based on suggestions and further analysis of data, some changes have been done in the normative percentage values adopted for revised projections as given in chapter-5 of this document.</p>		
2.	The Western Region has been experiencing the highest growth of demand and therefore, the growth trend of 7.5% is reasonable and transmission planning may need to be done on the demand calculation of 51770 MW only.		
	<p><b>Response</b></p> <p>Demand projection for WR has been further revised taking 8% growth.</p>		

3.	CSEB have given various suggestions in respect of some of the transmission system associated with various generation projects in Chhatisgarh and have also suggested additions/ deletions in the network as given in the Chapter 5 and Chapter 6 of the draft NEP-Transmission for X and XI Plan transmission Schemes.
	<b>Response</b> These suggestions have been suitably considered while revising this document on National Electricity Plan - Transmission.
4.	Considering the quantum of power transmitted and the distances involved HVDC transmission 765 AC and higher transmission may be a better option for developing national grid. 400 kV network as backbone national system has been over done/over burdened. A number of 400 kV circuits ultimately take more space and corridor than limited circuits of higher voltage transmission.
	<b>Response</b> The network expansion plan has been optimized considering all options, that is, HVDC, 765kV and 400kV.
5.	Electricity Act 2003 has encouraged captive power generation and delicensed power generation. A large section of consumers are setting up captive power plant with surplus capacity to sell power either to local licensee or to distant consumers through open access arrangement. Transmission planning criteria has to take this aspect also into consideration. Enough margins have to be created in inter-state/intra-state transmission system for this purpose.
	<b>Response</b> CPPs needing firm transmission capacities would need to seek long-term open access, based on which transmission strengthening required in the inter-state as well as intra-state network would get planned/programmed and taken up for execution.  For the short-term open access, inherent operational margins in the transmission system could be utilized on a non-firm basis. Providing additional margins for all possible short-term open access may not be a cost effective solution.
6.	The national transmission philosophy as adopted by small countries with concentrated load or countries with bigger area but having low population density and having vast track of pastured, unpopulated, uncultivated land may not be suitable for our country which is densely populated and has good cultivated land with lot of green forest cover. It will be more effective if power zones are created not with reference to State boundaries but with reference to power (generation) and load population (load density). A balance between transportation of fuel and transportation of power has to be struck for optimum benefit.
	<b>Response</b> We generally agree with this view, with the remark that in design of zonal transmission tariff, zones defined with suitable reference to boundaries of State (or cluster of States in case of smaller states) may be good idea.

**Transmission Corporation of Andhra Pradesh Ltd. (APTRANSCO)****Reference: APTRANSCO's Letter No. CE(Plg)/EME-III(TSSC)/F.No. TP/421/05 dated 01-10-2005 from the Chairman & Managing Director**

1.

**Southern Region -Eastern Region:**

Presently Southern Region is linked with Eastern Region and Western Region as detailed below: -

A. Dedicated evacuation facility of 4X500MW Talcher # 3 to 6 amounting to 2000 MW via Talcher-Kolar HVDC Bi-pole. Presently loaded up to 1500 MW.

B. Contingencies arising on this link are:

(i) Single Pole Outage with metallic return and Power flow restricted to 1000MW and Single Pole Outage with earth return mode and Power flow restricted to 450MW further limited to 150MW as per the restriction in Karnataka system.

(ii) There is no redundancy for this link to handle power exchanges between the regions.

(iii) The 1000MW Gajuwaka link between Southern and Eastern Region is presently under loaded. If a third 500MW pole at Gajuwaka is planned, one pole can serve as an inter-regional link between SR-ER. The remaining two poles at Gajuwaka may be utilized to evacuate about 1000MW power to serve as a redundant path to evacuate Talcher (SR) power. This requires strengthening of 400kV system near Berhampur in Eastern Region. The SRLDC may conduct techno-economic study and circulate to all constituents of SR region, as the existing 220kV network in AP system will be congested in the event of injection of additional 500MW at Gajuwaka HVDC system.

C. 2X500MW HVDC Jeypore-Gajuwaka link is the other facility. Presently 300 MW power is transferred on this system including 180MW power to Tamilnadu from Eastern Region as Special allocation for availing Power from Kayamkulam Power Station.

D. New Projects in ER for SR Region: 2000MW Ib valley project of NLC is a new project for which adequate dedicated new capacity in the form of 2000MW HVDC Bi-Pole connecting Ib Valley to a convenient HVDC Station nearby Hyderabad, which is a major load center, is required. As Eastern Region is already surplus in power and with new additions of Hydro generation from Tala and North-Eastern Region connecting to Eastern Region, it is preferable to have a redundant evacuation system of preferably of capacity 3000MW between SR-ER to provide margin of around 1000 MW for inter- regional power exchanges.

E. 220kV Lower Sileru-Barsur HVDC system of 100MW capacity is the R&D HVDC pilot project in the country and the associated AC transmission network is very old and passing through dense forest. The HVDC system is non-functional and the associated AC network is not reliable.

(i) 220kV Upper Sileru -Balimela AC transmission network is also very old and passing through dense forest is not reliable.

(ii) Power transfer on Lower Sileru-Barsur and Upper Sileru- Balimela links will restrict the existing generation of 700MW in AP.



	F. Therefore actual, reliable evacuation capacity from Southern & Eastern Region for inter-regional power exchanges (excluding capacity for evacuating generation) is only 800 MW.
2.	<p><b>II. Southern Region -Western Region:</b></p> <p>A. 2X500MW. Ramagundam-Chandrapur HVDC link between Southern Region and Western Region is operationally constrained to transfer about 800MW only.</p> <p>B. 220kV Belgaum-Kolhapur link is also not a reliable link.</p> <p>C. Southern Region is having highest Hydel capacity in the country and the seasonal surpluses in Southern Region could not be utilized by the other deficit Regions in the country. Therefore a flexible spare capacity of 2000MW HVDC link between Raichur (SR)-Padhge (WR) with provision of AC bypass the HVDC system is to be considered to facilitate power flow between the two regions instead of a 400kV DC Parle -Raichur AC synchronous link.</p> <p>D. The existing weak links between SR and neighboring regions are therefore to be strengthened as proposed and being nearer to the load centers result in reduced transmission losses.</p> <p>E. It is desirable to have matching AC transmission system parallel to the existing HVDC systems to meet any contingency of outage of HVDC system and to prevent frequency excursions/ power surges/ Brown outs/ Black outs or islanding of a section of the proposed National Grid.</p>
3.	<p><b>III. Eastern -Northern Region</b></p> <p>A. The 500MW back-to-back HVDC link between Sasaram (ER) - Allahabad (NR) and the 220kV Dehri-Sahupuri links are inadequate to transfer seasonal power surplus in SR to NR via ER and requires strengthening. The effective the power transfer capacity between NR-ER is limited to 650 MW at present.</p> <p>B. CEA proposed the 400kV D/C line connecting Bihar Shariff (ER) - Balia (NR) and another D/C line between Patna (ER) -Balia (NR) during the balance period of 10th plan with and an ultimate capacity of 2400 MW. The 3500 MW power transfer capacity between WR-NR has been proposed during 11th plan, out of which the 400 kV D/C Barh (ER) -Balia (NR) and 765 kV Single circuit Sasaram (ER) - Fatehpur (NR) are exclusively for evacuation from Barh TPS and Maithon TPS and as such limits effective corridor capability for transfer of surplus power between regions (ER -NR).</p> <p>C. The above regional links may be implemented expeditiously.</p>
4.	<p><b>IV. Western -Northern Region</b></p> <p>A. The 500MW back-to-back HVDC link between Vindhyachal - Singrauli is inadequate to transfer the seasonal power surplus in SR to NR via WR and requires strengthening. The capacity on 220kV lines linking WR-NR between Malanpur -Auraiya and between Kota-Ujjain do not appear to be realized. Thus the effective the power transfer between WR-NR is limited to 500MW only at present.</p> <p>B. CEA proposed the 765kV Single circuit line to be operated at 400kV initially connecting Agra (NR) -Gwalior (WR) during the balance period of 10th plan. In the 11th plan the 765kV Second circuit was proposed enhancing the transfer capability ultimately to</p>

	<p>3500MW. Also new 400kV DC lines of Kankroli (NR)-Zerda (WR) and RAPP(NR)-Nagda(WR) of 1000 MW capacity each are proposed. Thus 5500 MW transfer capability between WR-NR by the end of 11th plan is proposed.</p> <p>C. The above regional links may be implemented expeditiously.</p>
5.	<p><b>V. Summary requirement of Transmission Network of A.P &amp; Southern Region during X &amp; XI Plans</b></p> <p>i) 2000MW HVDC Bi-Pole connecting Ib Valley to a convenient HVDC Station nearby Hyderabad for evacuating 2000MW Ib Valley Power Project.( ER-SR).</p> <p>ii) A redundant evacuation system of preferably of capacity 3000MW between SR-ER.</p> <p>iii) Redundant evacuation system for Talcher-Kolar system(SR-ER).</p> <p>iv) 2000MW HVDC link between Raichur (SR)- Padhge (WR) with a provision of bypassing the HVDC system (SR-WR).</p>
	<p><b>Response (1-5)</b></p> <p>APTRANSCO have analyzed the limitations in existing inter-regional transmission system between ER-SR, WR-SR, ER-NR and WR-NR and highlighted the urgency for enhancing the inter-regional transmission capacities. They have also given various suggestions in respect of strengthening and transmission system for A.P. and Southern Region. Their comments/suggestions were considered while revising the plan document. With regard to further HVDC link between SR-ER and SR-WR, please refer to discussions in para 4.8 and also the comments/response to PGCIL observations in this regard.</p>
	<p><b>Karnataka Power Transmission Corporation Ltd.</b></p> <p><b>Reference: KPTCL's Letter No. CEE(P&amp;C)/SEE(Plg)/EE(PSS)/PSS-2/575 dated 22-10-2005 from the Chief Engineer (Elec - Planning and Coordination)</b></p>
1.	<p>In the light of the discussion held in the Standing Committee Meeting, it is reiterated that the peak demands of Southern region be made more explicit by incorporating additional scenario. Further, the following points may need to be clarified and suitably incorporated in the plan.</p> <p>The Hydro availability is taken as 70% in the summer peak. It needs to be clarified whether it is only the major hydro or total hydro generation. In case of major hydro, the irrigation based hydro generation, generally the availability is less than 50% (for example, the Alamatti generating station in Karnataka, the installed capacity is 290MW but during the summer months only 15MW will be available). In case of Total Hydro, the generation from mini hydel plants would be zero during the summer months</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>Scenario for peak load in Southern region occurring in summer has been studied and included in the revised document.</p> <p>Hydro availability of 70% in the peak hours of summer and 40% during other hours of summer months is for an overall assessment of regional availability/demand scenario.</p>
2.	<p>The transmission planning exercise be taken for 16th EPS loads instead of 7.5% projections in light of the open access regime in place so that there is no constraint in transfer of power across the States/regions for meeting the unrestricted requirement of the consumers.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>The current level of unrestricted peak demand in Southern Region is 24000 MW against 16<sup>th</sup> EPS projection of 29161 MW. Revised projection of unrestricted demand has been done based on current demand and taking 8% growth. With this, for 2011-12, the revised projection for unrestricted demand of Southern Region works out as 38080 MW as against 16<sup>th</sup> EPS projection of 42060 MW. At this stage, it would be appropriate to plan the transmission system based on demand projection of 38080 MW by 201-12. If the actual growth is seen to be on higher side, the plan/programme could be updated based on revised demand projections.</p>
3.	<p>The Southern region system is not synchronized with rest of the nation fearing unpredictable flow on the AC links. In fact, the study shows that Southern region is capable of controlling the unpredictable flow pattern with its strong HVDC system with more than 4000MW capacity with very good control in place.</p> <p>The interlinking AC line for integrating Southern region with rest of the regions would be very weak link with Parle to Raichur. It would be better if additional links like Kolhapur-Narendra, Parle-Bijapur etc., should also be studied and the work to be undertaken immediately so that by mid of 11 th plan period, entire National system could be operated at single frequency and there would be adequate unhindered power exchange across the regions and States is in place.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>A discussion on synchronous inter-connection of Southern Region with rest of India grid has been included in para 4.8 of this revised document. Please also refer to comments of PGCIL and our response to the same on this issue.</p>
4.	<p>It is also to be mentioned that, during the current monsoon period, the Southern region was in surplus and it could not export power to the neighboring regions with inadequate capacities forcing the utilities to back down their cheaper generation from thermal machines and also in some cases spilling over of the water. The available resources could have been used most optimally had the adequate inter-regional capacities were available in the system.</p>

	<p><b>Response</b></p> <p>The limitation in export of surplus power of SR was on account of transmission constraints in the inter-regional capacity between ER and NR. The programme to augment the same is already under execution/plan.</p>
<p><b>Power Grid Corporation of India Ltd</b></p>	
<p><b>Reference: Letter No. C/ENG/SEF/NEP dated 15.9.2005 from ED(Engg.), PGCIL</b></p>	
<p>1.</p>	<p>The Draft National Electricity Plan - Transmission is a good reference document which has been prepared looking at all aspects of the Power sector taking account of developments in the past, the present progress and future expansion requirements in transmission. The National Electricity Plan-Transmission shall therefore go a long way in giving a framework to the growth of the power sector in right direction. However, following aspect may also be considered while finalizing the plan. In the Plan it is proposed that by the end of 11<sup>th</sup> Plan (2011-12) Southern Region (SR) be interconnected with rest of the National Power Grid, with a synchronous link. For this, a 400 kV D/C line between Parli (WR) and Raichur (SR) has been proposed. In this regard, our observations are as follows:</p> <p>By 2006, with the commissioning of Tala transmission system ER/NER, NR, WR would be operating in the synchronous mode making a large single grid with the capacity of over 80,000 MW. Synchronous connection of Southern Region with the combined grid of ER/NER, NR, WR will further increase the size of the grid, which may pose operational problems. In this regard, it may be mentioned that Very Large Grid Operators (VLGO) across the world has shown concerns about the safety, security and stability of the grid to avoid spread of disturbances and try tested for its efficacy. The islanded part of the grid may be utilized to provide support in case of cascading failure/black out.</p> <p>Further, as SR grid is presently inter connected with 4000 MW (would be enhanced to 4500 MW shortly) HVDC links, there is an opportunity to continue to operate a part of Indian grid in islanded form, which would facilitate safe, secure and stable operation of balance part of Indian grid in synchronous mode. This shall also help in blackout start in case of major grid failure.</p> <p>In view of the above, it is proposed that SR may remain interconnected through HVDC links with other regions. However, during 12<sup>th</sup> plan, based on the experience gained and power transfer requirement as well as implementation of new technologies to have a robust &amp; secure electricity infrastructure, it may be planned to synchronize Southern Region.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Synchronous integration of the Southern region with rest of Indian grid has been considered to be programmed during 11<sup>th</sup> Plan period. Decision on this is yet to be taken. The issue is that there is a need for consideration of quick restoration of all India grid system following possible wide area grid disturbance in integrated system. This can be achieved either by continuing inter-connection of Southern-</p>

	<p>region in asynchronous mode and additional transmission capacity between SR and WR through HVDC back-to-back or having synchronous connection at one central place identified at Parli/Sholapur(WR) – Raichur (SR) supported with other HVDC/HVDC back-to-back connections. It has been decided to take a decision on this after having experience of operation of integrated Northern grid and Central (ER+NER+WR) grid system.</p>
2.	<p>Operation of large synchronous grid consisting of many synchronized inter-regional transmission links would require various control features and close monitoring of power flows to avoid high loading not only on the inter-regional links but also on the network on both the side of the links. There is a need to have adequate control feature/tools and experience in operation of large size synchronous grid as brought out in subsequent para.</p> <p>As the country is geographically very large and progressively it would become a single area for power system operation. To operate the grid in secure, reliable and stable manner to delivery quality power, Smart Power Delivery System is required with three basic objectives:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Dynamically optimize the performance and robustness of the power delivery system.</li> <li>(ii) Quickly react to disturbance in the power delivery system in such a way as to minimize impact.</li> <li>(iii) Effectively restore and power delivery system to stable operating region after a disturbance.</li> </ul> <p>One of the first step towards the development of a Smart Power Delivery system is the ability to monitor and analyse the current state of the system in real-time, either to anticipate problem by recognizing early symptoms or to respond quickly to disturbances already occurred. The Smart Power Delivery system shall have state-of-the-art features such as</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Power electronic based controllers- to control magnitude &amp; direction of real and reactive power flow.</li> <li>• Self-healing capabilities - to gradually bring the power system back to its normal state as resources become available.</li> <li>• Wide area measurement system - to provide essential monitoring &amp; control functions and improve the availability of information for system recovery.</li> <li>• Technology to reduce vulnerability to Natural disaster &amp; attack - deploy advance security technologies that address a ranges of security issues from preventing grid failures under natural disaster or attack conditions which evaluates &amp; priorities susceptibility and counter measures like one such technology is fast simulation &amp; modeling.</li> <li>• Probabilistic vulnerability assessment - to identify security risks and priorities critical susceptibilities.</li> <li>• Adaptive islanding schemes - for creation of self sufficient islands in the Power Grid adopted to make best trail in Western countries, therefore, the international experience need to be accessed for field trials in Indian power sector and subsequent programme for implementation.</li> </ul> <p>These schemes are in field trial in Western countries, therefore, the international</p>

experience need to be accessed for field trials in Indian power sector and subsequent programme for implementation. It is worthwhile to mention that the international integration of large number of AC interconnections in a synchronous grid, it will be very difficult to restore the synchronous grid back in normal condition without availability of regulating power and power flow control. The experience of the restoration of the synchronous grid in case of recent blackout of international operators is given below:

Country	Disturbance	Restoration time
USA*	August'03	72 hrs.
Canada	August'03	72 hrs
Sweden	September'03	19 hrs
Denmark	September'03	19 hrs
Italy	September'03	18 hrs
UK**	August'03	3 hrs.

*\*There are several major grid failures in USA between 1965-1999. It may be mentioned that several grid failures occurred in developed countries including China and it is in the increasing trend.*

*\*\* It may be noted that even in the city like London restoration of the grid took about three hours after the grid failure.*

It may be observed from the above and also from the enclosures at Annexure-I that natural phenomena such as severe floods, storms, human error and associated equipment failure can combine with predisposing factors such as inadequate design, weakness in maintenance or testing procedures and deficient system protection schemes to weaken the transmission system and lead to a complete failure of the power system. This situation is happening where the grid is stable and secure and the growth of electricity demand is less. Such occurrences cannot be avoided in India particularly communication network in the electricity infrastructure and private participation in the power sector. The power sector is growing at a very rapid pace as well as reforms are taking place which need some time for operation of large grid in a stable and secure manner.

#### **Response We agree**

3. In regard to planning criteria in National Electricity Plan - Transmission following may also be considered:
- (i) Each EHV substation of 132 kV or above is to be planned with at least two numbers of transformers such that failure of one transformer shall not affect the power supply of a particular area. This may be clearly brought out in the National Electricity Plan - Transmission.
  - (ii) In addition to N-2 criteria for large generation complex (3000 MW or above) and multi line corridors (three (3) lines or more), large cities with a power demand of 2000 MW or above shall also adopt N-2 criteria for supply of reliable & quality power.
  - (iii) Considering large number of interconnections, an outage of large machine in the importing region along with the outage of one S/C inter-regional line between the respective regions shall also be considered and under such eventuality, inter-regional capacity shall be adequate.

**Response:** Suggestions incorporated at (13), (14), and (15) under para 3.8

4.	<b>Observation of XI Plan studies:</b>
	Along with the Hirma generation project Hirma-Sipat and Hirma-Raipur 400 kV D/C line have been indicated. In case Hirma does not materialize by that time frame the transmission corridor required between ER and WR need to be re-assessed. Therefore, the same may be suitably addressed.
	<b>Response</b> As already brought out in Growth Objective (4), the actual development in generation may be at variance with respect to programme and the transmission development programme would accordingly need to be worked out from time to time.
<b>National Thermal Power Corporation Ltd</b>	
<b>Reference: NTPC's Letter dated 07.10.2005 from the General Manager (Corporate Planning)</b>	
1.	<b>Criteria for Planning:</b>
	<p>(i) Network expansion should be planned and implemented keeping in view the anticipated transmission needs that would be incident on the system based solely on the citing of generating capacities and demand projections. Prior agreement with the beneficiaries should not be a pre-condition for network expansion as observed in clause 2.1.2 (c) of this document. The National Electricity Policy also states "Prior agreement with the beneficiaries would not be a pre-condition for network expansion". The document should recommend for evolution of a suitable mechanism so that inter-state transmission projects can be taken up at faster rate. If required, a fund may be generated through cess/surcharge to provide for development of the transmission system. Transmission charges recovered through either long-term or short-term open access charges may be used to recoup this fund.</p> <p>(ii) All Central Generating Stations should be connected to the CTU system. This will ensure that the generating facility is not stranded in case the original beneficiary fails to pick up full generation of the station for any reason.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Imposition of cess/surcharge for development of transmission system is a policy issue and we consider that recommending such an approach is beyond the scope of this document. In the present dispensation, development of transmission system takes on the assurance of recovery on investment through mechanism of committed long-term transmission charges.</p> <p>Transmission system needs to be optimized considering the long-term bi-lateral arrangements for sale/purchase of power. As the transmission system has been planned with adequate reliability, there are inherent margins that could be utilized for short-term transactions including those required to divert power of a beneficiary who fails to lift its share. With the planning criteria as stipulated, there would be sufficient margins for this. However, ensuring unrestricted transmission availability for such diversions through specific design may be expensive.</p>

2.	<p><b>International transmission Interconnections:</b></p> <p>Going forward, power exchanges from neighboring countries like Bangladesh, Nepal, Bhutan etc. is very likely. The Plan should identify and indicate in the planning document the points/gateways for such power exchanges and provide for future expansion at the identified points/gateways to cater to such a scenario.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Transmission system for power exchange from neighboring countries needs to be planned based on identified transmission needs. This approach was followed for development of transmission system for Chukha HEP and Tala HEP in Bhutan and the same approach needs to be adopted for future generations in Bhutan and other neighboring countries.</p>
3.	<p><b>Interregional Interconnections:</b></p> <p>(i) The document envisages the formation of the National Grid in the future with ER, NER, WR and NR interconnected synchronously. The future of HVDC links between ER-NR &amp; WR-NR after synchronous interconnection of regional grids needs to be brought out clearly.</p> <p>(ii) The synchronous interconnection of SR with rest of the national grid is not brought out clearly in the document. However, detailed perusal of the document indicates that a 400 kV D/C AC transmission line between Parli and Raichur is envisaged by the end of 11th Plan.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>(I) The existing HVDC back-to-back links between ER and NR and between NR and WR would be utilized for operational control and utility of these could be reviewed at a later date when synchronous operation of ER_WR_NER_NR system is stabilized and we have practical experience of operating the larger integrated system.</p> <p>(II) The issue of synchronous interconnection of Southern region has now been discussed in Chapter-4.</p>
4.	<p><b>Chapter wise comments:</b></p> <p><b>Chapter-2 Clause-2.2(7)</b></p> <p>Since the potential power generation and demand concentration areas are known, it is suggested that document brings out the corridors where constraints are likely to be faced and special emphasis is given to these area for developing only high capacity transmission lines keeping margins for future load growth &amp; development of market/open access for trading.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>ROW issues exist all over the country and optimized utilization of transmission corridors is required at all places.</p> <p>Specific issue for the chicken-neck area from where all the power exported from NER would need to be transmitted has been elaborated in this report.</p>
5.	<p><b>Chapter-2 Clause-2.2 (5)</b></p> <p>As per electricity act 2003, trading of electricity recognized as a distinct activity. As a</p>



	consequence, merchant power plants are being planned by the utilities. The document should also address mechanism for development of transmission system for such power plants. Since, the point of injection by the merchant plant is known; this and the expected demand growth may be taken into account for planning of transmission system. Recovery of transmission charges may be through open access to the regional transmission system by the merchant plant from its point of injection to customers within the region subject to technical constraints.
	<p><b>Response</b></p> <p>Transmission plan could be evolved based on generation programme including the merchant plant and the load growth. The development of the transmission system as per identified plans/schemes requiring investments can take place on the basis of assurance on investment recovery, and the transmission schemes where commitment for payment of transmission charges is available can be taken up for development in the required time frame. If some generation specific transmission strengthening is required associated with merchant generation plant, these could also be taken up, but in the absence of identified beneficiaries, the assurance for transmission charges in such cases could come from the generator(s). However, as pointed out in response to an earlier point of NTPC, ensuring unrestricted transmission availability for all possible sale of merchant capacity may be expensive.</p>
6.	<p><b>Chapter-2 Clause-2.3</b></p> <p>The National Electricity Policy also states "Prior agreement with the beneficiaries would not be a pre-condition for network expansion". It is observed in the past that there have been large delays in agreement between different constituents due to commercial reasons particularly for various interstate transmission proposals. The document should recommend for evolution of a suitable mechanism so that inter-state transmission projects can be taken up at faster rate.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We fully agree that there is an urgent need for a mechanism so that transmission projects can be taken up at faster rate. The suggestions is added at para 2.3.4.</p>
7.	<p><b>Chapter-3 Clause-3.8(11)</b></p> <p><i>The following condition also needs to be considered in planning, under 11(b) : One 765/400/220 kV Bus bar outage.</i></p> <p>Sectionalizing of bus bars may be considered, even as a retrofit where necessary. The existing considerations were probably formulated based on the low probability of bus faults, as experienced worldwide. In contrast, we have had very frequent incidents of bus faults/Breaker fail bus trips, the possibility of which cannot be ignored.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>3.8(11) stipulates contingency outages to be met without loss of service to any load. Including bus outages in this as a general rule may require very heavy additional provisions. What needs to be ensured is that the bus faults do not cause large-scale cascade trippings, for which appropriate protection schemes have to be designed and implemented.</p>

<b>Nuclear Power Corporation of India Ltd</b>	
<b>Reference: NPCIL's Letter No. NPCIL/ED(O)/2005/M/2231 dated 25.10.2005 from the Executive Director (O)</b>	
1.	<p>At the outset, NPCIL appreciates the studies carried out meticulously by CEA in formulating the National Electricity Plan-Transmission with constraints in the form of many variable parameters, technical as well as other imponderables. NPCIL attended all the three regional meetings viz. Southern, Western and Northern regions. In the above regions, NPCIL has operating plants and has stakes in expansion of installed capacity. Some of the issues raised during the above meetings, were clarified. In addition to the above, some other aspects related to power system planning, which needs to be addressed are described below:</p> <p><b>Chapter 3 - Planning philosophy:</b> In Section 3.8 (4), following was proposed.  <i>"In the national approach N-2 criteria may be adopted for large generating complex (3000 MW or above) and multi line corridors (3 D/C lines or more), on case to case basis."</i></p> <p>In this context, it may be appreciated that the nuclear power projects are established at a given site with a view to add on more units mainly to achieve economy. In this process, the cluster of units may add up to a capacity of more than 3000 MWe at one location. In view of the requirements of reliability and redundancy of availability of off-site source power to the station and for formulating islanding schemes for the nuclear power stations, the N-2 approach may please be standardized for nuclear power projects.  The above may kindly be incorporated in the planning philosophy.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>For requirement of reliability, the planning criteria for evacuation system for Nuclear power station that is being adopted, is to consider outage of one circuit assuming pre-contingency depletion of another circuit from the same station. This is effectively N-2 without rescheduling but with no other pre-contingency.</p> <p>It is noted that the above stipulation, though already adopted in practice, is not explicitly mentioned in the "Manual of Transmission Planning Criteria" published by CEA in 1994. Therefore, as suggested, we are including this in this 'National Electricity Plan – Transmission' document at para 3.8 (12).</p>
2.	<p>Mechanism for an effective review of operational constraints an year before a power evacuation scheme is likely to be commissioned and implementation of remedial measures (if any) on emergency basis.</p> <p>The power evacuation scheme of a generating project is arrived at after conducting power system studies based on the projected load demands and anticipated generation in the time frame the generation project is expected to yield output. The above exercise is normally carried out at least 5(or more) years prior to the commissioning of the generating project. By the time, the generating project starts operating the load and generation scenario in the power system around the new station would not be the same as postulated earlier.</p>

	<p>At present, a periodical review of the progress of implementation of the power evacuation scheme for a given power project is in vogue. However, in our opinion, more efforts are needed to address the likely operational problems that would prevail, when the first unit of the power project is connected to the grid or when up-gradation of lines from lower to higher voltages are carried out. It is therefore requested that necessary mechanism to identify potential operational problems, a year before the commissioning of such schemes indicated above is instituted. The remedial measures to mitigate the identified problems also need to be implemented on an urgent basis.</p> <p>With number of EHV lines getting commissioned, a problem that is encountered is abnormal system voltages, in situations described above. These may warrant support by providing line/ bus reactors/any other device, at some of the 400 kV substations, which are connected to the generating station. Adequate space at these substations needs to be provided to cater to this eventuality, so that the required devices could be installed if situation demands. With these measures in place, optimal performance of the power station under question, as well as the power system in its vicinity would be ensured. It is therefore requested that the above may kindly be noted and necessary mechanism may be evolved to obviate the likely operational problems described above.</p>
	<p><b>Response</b> We agree. RPCs would have important role in this and we are therefore including this under "Development Process" by adding para 2.3.6.</p>

<b>North Eastern Electricity Power Corp. Ltd.</b>	
<b>Reference: NEEPCO's Letter No. NEEPCO/D(T) /KaHEP 8/ 902 dated 31-10-2005 from the Director (Technical)</b>	
<b>Comment</b>	
<p>In the summery note on "Draft National Electricity Plan-Transmission", under para 6.3, it is mentioned that the transmission scheme related to 600 MW Kameng HE Project has not been firmed up. In this connection the following observations of NEEPCO are intimated.</p> <p>The existing 400 kV D/C line was constructed connecting NER with ER with the sole aim for catering to the need of exporting the Regional surplus energy likely to be available from Ranganadi HE Project (405 MW), Assam Gas Based Power Project (291 MW) and Kameng HE Project (600 MW). However, the 400 kV System has always remained under utilized. The export through this system during 2004-05 had been of the order of 1130 MU to ER during the year against its capability to transmit around 3500 MU (being 25% of the rated capacity).</p>	
<b>Response</b>	
<p>Transmission system for power evacuation from Kameng HEP (600MW) has since been evolved as a part of comprehensive transmission system for projects in NER and is included in the plan..</p>	

<b>Mr. A. Raja Rao, Bangalore</b>	
<b>Reference: Mr. A. Raja Rao's Letter dated 24-08-2005</b>	
1.	<p>It would seem that the inter-regional transfer capacity would be over 20% of peak load. Is this percentage too large or too small and are there any international guidelines, which give a pointer?</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>As brought out in the report, the requirement of inter-regional transfer capacity has been assessed based on projection of availability and demand scenarios of the regions and as such, the plan is need based meeting stipulated reliability criteria.</p> <p>We are not aware of any international guidelines in this regard. Further, as this requirement is basically a function of spatial variation in demand growth vis-à-vis generation resources, which may be very different from one country to another, measuring this on basis of a general guideline may not be relevant.</p>
2.	<p>What would be the contribution of distributed generation to the overall scenario -it is understood that this can contribute to as high as 20% or more of the overall generation and would be located nearer the load centers and would not need any transmission at all, only a strengthening of the distribution system since all such generation would be connected at around 33 kV or less. In fact, most developed countries (India would also be considered a developed country in this context and certainly in the coming few years) are coming up with standards as to how to connect such generation to the grid with minimum hassle and better control. What is the expected role to be played by bio-fuel in this context? There is extensive discussion of the role that bio-diesel can play in rejuvenating the rural economy of the country. While this is a 'generation' issue it can have a profound implications for the transmission system.</p> <p>Going by the national debate on fuels and energy security it seems that the country can expect that it would not be self sufficient in fuels for its electricity needs -at least in the short to medium term -and one should expect to be not confined to the traditional sources such as coal, natural gas, hydro, nuclear etc from within the country. We could have large 'coastal' power stations based on imported sources of LNG, coal, nuclear etc which would alter the nature of the transmission system. Only recently (19 Aug) there were reports that the ministry was considering a chain of coastal power stations based on imported coal. The effect of distributed generation using renewable sources has already been mentioned earlier.</p> <p>And other issues relating to generation planning.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>The transmission system plan has been evolved based on identified generation programme. The issues pertaining to generation have been addressed in generation planning, for which reference may please be made to the 'National Electricity Plan - Generation'.</p>

3.	<p>But I wonder whether the following questions have been asked and answered -note that as an individual with only a deep interest in the subject and some background due to a long professional career in the area, I have no access to information other than what is available in the public domain.</p> <p>Reliability of the system has to be seen in much more detail than the 'outage' case studies. We have already seen massive outages in the Indian system over the last few years and to the best of my knowledge no 'satisfactory' reasons have been offered nor remedial measures suggested and implemented. Reports acknowledge that the massive outage of the US grid in August 2003, have triggered an extensive discussion on reliability and they seem to have come to the conclusion that a 'intelligent' grid or 'Intelligrid' which has various attributes including 'self-healing' is what is required and are preparing to invest heavily in such a system. Another major attribute of such an intelligent grid is a massive 'intelligent communication' network overlaying the 'energy' network. Whether such a solution suits India or not is to be debated and I am not aware there has been any discussion on this issue.</p> <p>....</p> <p>It appears that protection systems which are currently employed in the power systems all over the world, while satisfactorily protecting the concerned 'system element' do not prevent the power system itself from cascade failures. On top of this would be the system operators who, in today's restructured context, would have overriding commercial concerns rather than reliability and security concerns. The National Electricity Plan does not mention these aspects.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>We fully endorse the importance of reliable and secure operation of the grid. Reliability and security concerns are being given their due consideration. There is a system of analyzing every grid disturbance and implementing remedial measures. Load dispatch system based on communication network is already in place in all the regions and is being further strengthened. National load dispatch system is also being put in place. We also agree that protection systems have to be further bettered. However, the issues mentioned in the comments are matter of design details on protection, grid operation and related aspects and as the National Electricity Plan – Transmission basically elaborate on our transmission plan, these are not included in this document.</p> <p>Also, we are not generally in agreement with the analogy between India and US system and suggestions derived from that as pictured by the commenter. But we would refrain from discussion on that in this place.</p>
4.	<p>Don't forget that the state governments are still answerable for providing 'electricity' to its citizens and would like to keep the state grids as nearly self-sufficient as possible."</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>States' self-sufficiency comes from having tie-up for the required generation capacity either from the generation within the States or from outside the States. Each state having its generation resources needed to meet the demand to be physically located within the State, would not be optimum solution.</p>

5.	<p>What should be the role to be played by 'trading' on the nature of the 'transmission' system? As a question of philosophy would it not serve the 'interests' of market - requirements and competition if trading is largely confined to 'within' a region. It is hard to conceive of a generator in Assam finding it economical to sell power to a buyer in Kerala -all in the interests of advancing free trading and competition. What would we as a nation lose if bulk power exchanges were largely confined to within a region? Can this be quantified?</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Inter-regional trading is already happening on commercial basis.  Advantage of planning on National basis is quantified based on generation planning studies. Reference may please be made to para 1.2.5 of the report for this.</p>
6.	<p>In brief what I was thinking was that 'tight' regional systems reasonably self sufficient from a generation point of view and having a reasonable load-generation balance would satisfy all the requirements including economy, market freedom and most importantly would have vastly superior 'reliability' characteristics. And would be much more easy to manage. To my thinking 'reliability' technology for massive systems strongly synchronously interconnected and having ratings of 250 GW or so are not proven. If anything the opposite is proven, i.e. they are not reliable. Even the smaller such regional systems would also be pretty large by international standards with installed capacities in the range of 60-100 GW. Inter-regional transfer capacities could then be optimized to suitable levels.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>Larger interconnected systems offer better reliability through sharing of grid distress, better frequency regulation and instantaneous emergency assistance from neighboring system. Yes, it would require better design of protection system, and more involved grid management in operating integrated National Grid system. The ease in managing tight regional system would be expensive. Synchronously interconnected systems of large size already exist in Europe and US/Canada. China also has a programme for large size of synchronously inter-connected system.</p>
<b>Reliance Energy Ltd.</b>	
<b>Reference: Reliance Energy's Letter dated 31-08-2005 from Mr. Johnny George</b>	
1.	<p>Distinction between Policy and Plan:  The Plan extensively quotes from the National Policy with regard to Transmission and contains interpretation of policy and new policy thoughts. As provided for in Sec. 73 (h) of Electricity Act 2003, these are required to be furnished by the CEA only to Govt. of India in form of recommendations. The Government, if feels appropriate, may accept Authority's recommendations and implement it through policy otherwise. In the current form, interpretation of policy and new policy thoughts included in the Plan may be misinterpreted.</p>

	<p><b>Response</b> The Plan has elaborations which are considered necessary for optimum and speedy development of transmission system in the country.</p> <p>The Electricity Act 2003 provides that CEA has to obtain approval of the Central Government before notifying the National Electricity Plan. As such, the Plan would have Government approval before notification.</p>
2.	<p><b>Redundancy levels as per International Practice:(Chapter 2)</b> (also refer 5.3 of the Policy)</p> <p>It would be in the interest of all the stakeholders that international standards and Practices are elaborated in the Plan. The Authority needs to clarify and elaborate this as the cost of the system is directly proportional to the redundancy levels planned. Whether such redundancy exists and considered in the already large number of schemes underway for various Generation projects.</p>
	<p><b>Response</b> Each country has its own practices for redundancy level. Many of these are available in public domain and can be referred to from there.</p> <p>Generally N-1 planning criteria is followed with some case specific variations and the planning criteria/redundancy level adopted in our transmission Plan is, by and large, in line with these practices.</p>
3.	<p><b>Changes in Plan:</b> The Plan is based on the year wise availability, demand, surplus/deficit region wise till 2012. Huge deviations were experienced in the past years/decades from such published figures. Since the Generation is de-licensed there would be many players, including Non-conventional Energy Sources coming up with medium to large plants/wind farms. The evacuation plan and transmission scheme would have to be developed quickly and cooperation from CTU/STU is essential to derive benefits of generation.</p>
	<p><b>Response</b> We agree.</p>

4.	<p><b>Asset Recreation:</b> The First 400 kV line and corresponding substations in the state sector was constructed in 1977 and Central Sector in 1981 and when they would be attaining an age of 45 and 40 years in 2012. Surely they have outlived their active life and there are many thousands of kilometers of other state owned lines and substations of 220 kV and lower voltages which would be much older than these. The data pertaining to the age and plan for asset recreation is extremely crucial since in the absence of a plan to create these, we may run the risk of sudden failures and interruptions.</p> <p>The plan covering this aspect would be very much in the interest of the sector as otherwise this would go unnoticed. It is quite appropriate to mention here that such dilapidated assets would contribute to increased losses on the system.</p>
	<p><b>Response</b> Though many of the 400kV transmission lines in the country are getting older, it is considered that up to 2012 and even a few years after that, the health of transmission system 400kV and above may not be critical issue and most of the requirement could be met as part of regular and better maintenance practices. The 220kV and lower transmission system mostly in the State sector would need some case specific renovation/replacement which has to be looked into by the State utilities. Major renovation and replacements are needed in distribution system for which focused programme of distribution system up-gradation should be undertaken. APDRP and RGGVY are the Government efforts in this direction.</p>
5.	<p><b>Reactive Power Management:</b> The health of the system depends on reactive power management at all elements of power system. The plan does not bring out the requirement and quantities of large reactive power management elements such as Static VAR Compensators.</p>
	<p><b>Response</b> Studies so far have not shown requirement of large Static VAR Compensators. In the future, if studies show the need, the necessary provision can be made.</p>
6.	<p><b>High Technology:</b> Most of the elements of transmission are low to medium tech excepting HVDC which we have enough talent and manufacturing capabilities in the country. Upgradation of skills of our personnel to International Standard is very much desired.</p>
	<p><b>Response</b> We agree.</p>



<b>PTC India Ltd.</b>	
<b>Reference: PTC's Letter No. PTC/CEA dated 14-09-2005 from the Executive Vice President</b>	
1.	<p>The draft National Electricity Plan -Transmission (2005) is an excellent document throwing light on various aspects of transmission system, besides transmission plan for the country and provides a much needed view on the future of the electricity sector in the country from the perspective of the transmission infrastructure.</p> <p>There are however, some general comments from the perspective of a trading organization like PTC as well as some comments specific to projects being facilitated by PTC, which may have a bearing on the document and may be taken into account while finalizing the same.</p> <p>Table under para 1.3.2</p> <p>With the additional inter-regional transmission capacity (as per programme of transmission plan), the present constraints in the inter-regional corridor may be removed, thus facilitating more power exchange and trading from cheap source of power generation.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>With commissioning of transmission system as per the plan, the present constraints would be, by and large, removed. A few constraints, particularly under operational outage conditions, would still remain, but these should be occasional and not on regular basis.</p>
2.	<p><b>Para 2.1.2 (e)</b></p> <p>The suggestions of a national transmission tariff to be fixed by CERC would greatly enhance power trading. Although tariff sensitive to distance and direction is desirable for optimum utilization of transmission system, to start with the tariff based on postal stamp concept which is presently used would simplify the procedure, which could be modified once the CTUs, STUs, RLDCs and SLDCs are able to come up with right type of power system studies to adopt the more complex method proposed.</p>
	<p><b>Response</b></p> <p>These aspects are for consideration for CERC while deciding new format for transmission tariff. CEA has suggested Zonal Matrix Postage Stamp Transmission Tariff. However, we are not going into details of that here. In the National Electricity Plan – Transmission, we have stated only the issues that would have impact to facilitate development of transmission system.</p>
3.	<p><b>Para 2.2 (18)</b></p> <p>Competitive bidding for transmission system to be provided by private sector would bring down the transmission tariff if the agency responsible for inviting bids is able to have the environmental clearance and have acquisition so that the bidders' scope is limited to construction and operation, since the risk involved will be minimized. Hence CTU and STUs may have to plan to get the preliminary work completed to get competitive bids.</p>
	<p><b>Response</b> We agree and support the above view.</p>
4.	<p><b>Para 3.8 (7) and 4.4</b></p> <p>If the data on surplus and deficit - season wise and daily peak and off-peak hours, are made available on monthly and daily bases by RLDCs and SLDCs to public, generating companies and traders could plan their trading more systematically.</p>
	<p><b>Response</b> We agree and support the above view.</p>